

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Минибаев Рафаэль Русланович

**Прогнозирование структурных ловушек в осадочном чехле на основе
реконструкции структур методом объемного балансирования (по
материалам Кулешовского ГН месторождения, Самарская область)**

Выпускная бакалаврская работа
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доц. В.Н. Войтенко

«__» _____ 2017

Научный руководитель

ОП «Нефтегазовое дело»:

к.г.-м.н., доц. А.А. Крылов

«__» _____ 2017

Санкт-Петербург

2017

АННОТАЦИЯ

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ НА ОСНОВЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СТРУКТУР МЕТОДОМ ОБЪЕМНОГО БАЛАНСИРОВАНИЯ (ПО МАТЕРИАЛАМ КУЛЕШОВСКОГО ГН МЕСТОРОЖДЕНИЯ, САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Поэтапное проведение процедур разуплотнения и восстановления доскладчатого состояния поверхностей горизонтов к уровню моря дает представление об истории геолого-тектонического развития района, на основе которой можно не только выявить наличие ловушек, но и проследить их эволюцию.

Объем данной работы составляет 69 страниц, в ее состав включены 29 рисунков и две таблицы. Работа состоит из пяти глав, список литературы из 16 источников.

Ключевые слова: палинспастическая реконструкция, разуплотнение, восстановление доскладчатого состояния.

ABSTRACT

3D-BACKSTRAPPING AND DECOMPACTION RESTORATION FOR PREDICTING STRUCTURAL TRAPS IN SEDIMENTARY SEQUENCES (KULESHOVSKOE GAS-AND-OIL FIELD, SAMARA REGION)

The phased implementation procedures of decompaction and unfolding for the horizon surfaces to the sea level gives an idea of the history of geological and tectonic development of the region, on the basis of which it is possible not only to detect the presence of traps, but also to trace their evolution.

The volume of this work is 69 pages, in its composition included 29 figures and 2 tables. The content of the work is represented by 5 chapters, has 16 sources of literature.

Keywords: palinspastic reconstructions, traps, unfolding, backstrapping, decompaction.

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
ОГЛАВЛЕНИЕ	3
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	7
1.1 Физико-географическая характеристика района работ.....	7
1.2 История геолого-геофизической изученности района работ	10
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	13
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	13
2.2 Тектоника.....	28
2.3 История геологического развития.....	31
3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	36
3.1 Изученность бурением	36
3.2 Нефтегазоносные комплексы	37
3.2.1 Эмско- франкский НГК	37
3.2.2 Франско-турнейский НГК	38
3.2.3. Визейский НГК.....	39
3.2.4 Окско-башкирский НГК	40
3.2.5 Верецкий НГК.....	42
3.3. Состав нефти и растворенного газа	43
4 ПАЛИНСПАСТИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ	44
4.1 Основы метода исследования	44
4.2 Подготовка исходных данных и методика реконструкции опорных горизонтов	48
4.3 Анализ результатов палинспастической реконструкции.....	51
5 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАУС ЭМСКО-ФРАНКСКОГО НГК	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	68

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

ГАУС - генерационно-аккумуляционная углеводородная система;

мкм^2 - ЕИ коэффициента проницаемости;

МОВ – метод отраженных волн;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

НГП – нефтегазоносная провинция;

НМТ – нефтематеринская толща;

ОВ – органическое вещество;

ОГ – отражающий горизонт;

ОГ «AR» - кровля кристаллического фундамента;

ОГ «D2vb» - кровля воробьевского горизонта среднего девона;

ОГ «D3tm» - кровля терригенного девона;

ОГ «D3fm» - кровля фаменского горизонта верхнего девона;

ОГ «C1t» - кровля турнейского яруса нижнего карбона;

ОГ «C1bb» - кровля бобриковского горизонта нижнего карбона;

ОГ «C1ok» - кровля окского надгоризонта нижнего карбона;

ОГ «C2b» - кровля башкирского яруса среднего карбона;

ОГ «C2vr» - кровля верейского горизонта среднего карбона;

т/м^3 - ЕИ плотности - тонна на кубический метр;

т/сут - ЕИ дебита - тонн в сутки;

УВ – углеводороды.

ВВЕДЕНИЕ

На определенном этапе развития геологоразведочных работ в нефтегазоносных районах наступает время, когда наиболее доступные для изучения тектонические структуры уже выявлены и разведчики вынуждены искать новые ловушки для нефти и газа в более сложных геологических условиях и на больших глубинах. Такая стадия поисковых работ характерна в настоящее время для ряда районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В настоящее время, с помощью высоких технологий и современных программных обеспечений мы можем получить представление о геологическом строении интересующего нас района.

Цель данной работы заключается в прогнозировании структурных ловушек в осадочном чехле на основе палинспастической реконструкции района юго-восточной части Кулешовского месторождения.

Цель предполагает решение ряда следующих **задач**:

- Изучить геологическое строение Кулешовского месторождения;
- Провести объемную палинспастическую реконструкцию по опорным отражающим горизонтам;
- Провести анализ результатов палинспастической реконструкции;
- Выявить перспективные структурные ловушки УВ сырья и возможность нахождения в них УВ.

Для выполнения практической части были использованы программы Move 2015.1 (Midland Valley), Micromine, Petromod (Schlumberger).

Объектом исследования является Кулешовское месторождение, расположенное на территории Самарской области, в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы.

Фактический материал, используемый при написании данной работы:

- Структурные карты сейсмических горизонтов, полученные в результате 3D сейсморазведки, в формате DAT файла
- Геолого-литологические профили продуктивных пластов;
- Геолого-физические и механические характеристики (тип залежи, коллектора, пористость, проницаемость и др.) продуктивных пластов Кулешовского месторождения;
- Данные по текущему состоянию разработки месторождения, такие как пластовые давление и температура.

Структура работы:

1. Титульный лист;
2. Аннотация и ключевые слова;
3. Оглавление;
4. Список принятых терминов и сокращений;
5. Введение;
6. Основная часть;
7. Заключение;
8. Список использованной литературы.

Объем работы: 69 страниц.

Выражается **благодарность** за помощь в написании данной работы Войтенко Вячеславу Николаевичу (научный руководитель, к.г.-м.н., доцент СПбГУ), Елесину Валерию Александровичу (главный геолог отдела ГТМ с целью ППД Управления ППР и ГТМ АО "Самаранефтегаз").

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

1.1 Физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении Кулешовское месторождение расположено на территории Богатовского, Алексеевского, Борского и Нефтегорского административного района Самарской области, в 80 км к юго-востоку от областного центра г. Самара и в 4 км севернее районного центра г. Нефтегорск (рис. 1).

Площадь Кулешовского месторождения находится в пределах листа N-39-XXVIII карт масштаба 1:200000 и ограничивается географическими координатами: $52^{\circ}47,0' - 52^{\circ}52,3'$ северной широты и $51^{\circ}03,1' - 51^{\circ}22,3'$ восточной долготы.

В 25-30 км к северу и северо-востоку от месторождения проходит железнодорожная магистраль Самара – Оренбург с ближайшими станциями Кинель и Богатое.

Территория описываемого района густо населена. В 5-7 км от месторождения расположены населенные пункты - Утевка, Каменный Дол, Ветлянка, Кулешовка, Семеновка, Седыши, Корнеевка, Дальний, Благодаровка и др. В 25 км к юго-западу от месторождения проходит автомобильная дорога республиканского значения Самара – Оренбург.

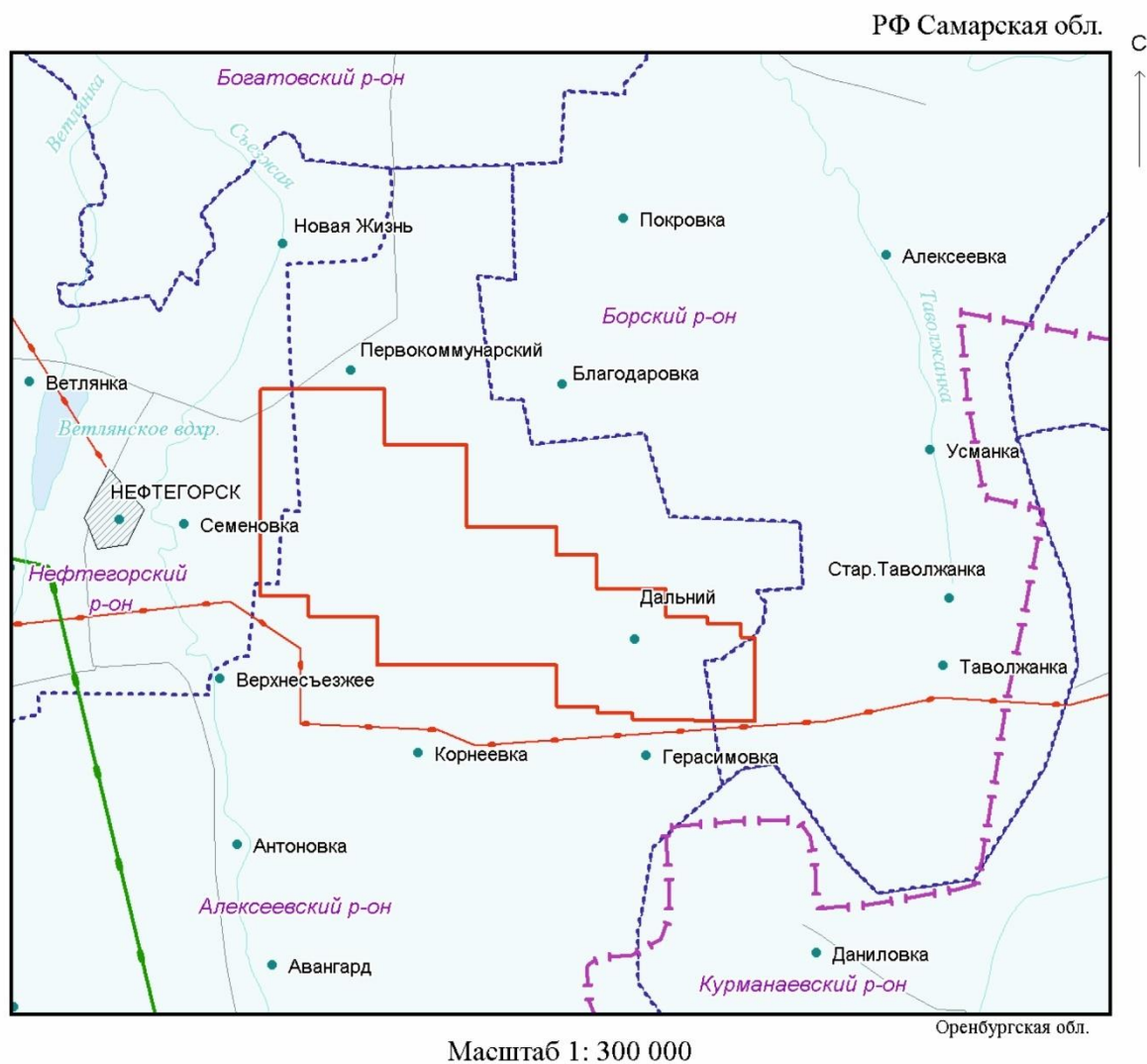
Район Кулешовского месторождения расположен в степной зоне, леса и кустарники встречаются, как правило, в верховьях оврагов и в виде искусственных лесопосадок.

Климат района континентальный с сухим жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Среднемесячная температура летом $+22^{\circ}\text{C}$ (максимальная $+35^{\circ}\text{C}$), зимой -15°C (минимальная -35°C). Среднегодовое количество осадков 350-400 мм. Глубина промерзания грунта 1,1-1,5 м..

Главной водной артерией в районе месторождения является река Съезжая (левый приток реки Самары), текущая в меридиональном направлении и пересекающая Центральный купол. На всем протяжении река Съезжая имеет живую струю с еле заметным течением. Местами вода сохраняется благодаря наличию плотин. Питание реки происходит за счет талых вод в весеннее время, за счет грунтовых вод и атмосферных осадков – в летнее время. Русло реки на всем протяжении извилистое, с большим количеством меандр, правый берег – крутой, левый – более пологий. Река Съезжая на всем своем протяжении принимает лишь два относительно крупных притока: реки Калманку и Ветлянку.

Абсолютные отметки земной поверхности изменяются в пределах от +53 до +220,7 м.

В экономическом отношении район, преимущественно, сельскохозяйственный. С открытием на территории района нефтяных месторождений получила развитие нефтяная промышленность.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы участка работ МОГТ-3D (Кулешовский ЛУ)
- Населенные пункты
- Границы административных районов
- Нефтепроводы

Рисунок 1 Обзорная карта района работ [15]

Вблизи Кулешовского месторождения расположены такие разрабатываемые месторождения как: Утевское, Ветлянское, Бариновско-Лебяжинское.

Полезными ископаемыми, исключая нефть и газ, район беден и они имеют лишь местное значение. К ним относятся песчаники и глины.

Месторождение обустроено и связано нефтепроводом с центральным пунктом сбора. В районе месторождения расположены действующие водоводы и аммиакопроводы, а также проходят высоковольтные линии электропередач и линии связи.

Месторождение введено в эксплуатацию в 1960 году. Его площадь составляет 74,06 км².

Накопленная добыча нефти по состоянию на 1.01.2015 г. в целом по месторождению составляет 104233 тыс. т., степень выработанности 83,14 %, обводненность в среднем 63,4 %.[15]

1.2 История геолого-геофизической изученности района работ

Изучение геологического строения района работ началось в 40-х годах прошлого века. За этот период в пределах Кулешовского лицензионного участка и близлежащей территории проведены геологическая, структурно-геологическая, аэромагнитная и гравиметрическая съемки, электро- и сейсморазведочные работы, структурно-поисковое и глубокое поисково-разведочное бурение.

В 1947 году была проведена геологическая съемка в масштабе 1:500000, 1:100000, 1:50000, в результате которой были изучены отложения триасового, юрского, неогенового и четвертичного возрастов и установлено пологое погружение слоев мезозоя в юго-западном направлении.

К глубокому разведочному бурению Кулешовская площадь подготовлена структурным бурением в 1956-57 г.г. (“Куйбышевнефтеразведка”), в результате которого по верхнеказанскому опорному горизонту была выявлена четко выраженная структурная зона асимметричного строения, к которой приурочены Кулешовское, Благодаровское и Корнеевское поднятия.

В 1958 году в пределах этой зоны были проведены сейсморазведочные работы МОВ силами треста «Куйбышевнефтегеофизика». В результате этих работ по глубоким горизонтам разреза (отражающим горизонтам (ОГ) C2vr и C1tr, сопоставляемым, соответственно, с кровлей верейского горизонта среднего карбона и кровлей тарусского горизонта нижнего карбона) была выявлена Кулешовская антиклинальная складка, в плане совпадающая с Кулешовской структурной зоной, выявленной структурным бурением по верхнепермским отложениям. [16]

В 1969 году к западу от Кулешовского поднятия сейсморазведкой МОВ по отражающему горизонту D3fm, сопоставляемому с пачкой глин в верхней части фаменского яруса, было выявлено Отрожское поднятие.

В 1958 году на площади Центрального купола, выявленного структурным бурением, было пробурено 7 разведочных, две предварительно поисковые и скважины на отложения нижней перми.

В 1959 году был составлен проект глубокой разведки каменноугольных и девонских отложений. В течение четырех лет (1959 - 62 г.г.) было пробурено 39 скважин, из них 27 вскрыли карбонатные отложения башкирского яруса, одна – сульфатно-карбонатные породы верхнего карбона, одна карбонатные породы серпуховского яруса, семь карбонатные отложения турнейского яруса и шесть породы терригенного девона и кристаллического фундамента. Общий метраж пробуренных за эти четыре года (с 1959 по 1962 г.г.) глубоких

разведочных скважин составил 85467 м. В результате уже в мае 1959 года из скважины, пробуренной в сводовой части Кулешовской структуры, были получены фонтанные притоки нефти из башкирских (пласт А-4), а затем из верейских (пласт А-3) отложений.

В 1960 году был получен приток нефти из пласта А-2 верейского горизонта и из девонского пласта Д-III старооскольского надгоризонта живетского яруса.

В 1961 году был получен приток нефти из пласта А-1 верейского горизонта, а в 1962 году из пласта А-0 каширского горизонта.

В ноябре 1962 года были получены притоки нефти и газа из отложений верхнего карбона (пласты С₃-II, С₃-I). В этом же году в разведочной скважине, пробуренной в сводовой части Западного купола до глубины 3405 м, был получен промышленный приток нефти из пласта Д-IV живетского яруса.

Доразведка месторождения и выявленных залежей в пределах Центрального и Западного куполов осуществлялась эксплуатационным бурением на основании рекомендаций проектных документов по разработке перспективных объектов. Первый проект разработки залежей нефти пластов А-3 и А-4 был составлен в 1960 году, а уже в течение 1961 - 62 г.г. были пробурены 53 эксплуатационные скважины общим метражом 95935 м, позволившие уточнить геологическое строение выявленных залежей и открыть новые залежи и ввести их в промышленную разработку.

В 1965 году разведочной скважиной на Западном куполе Кулешовского поднятия была открыта залежь нефти пласта Б-2 бобриковского горизонта.

Глубокая разведка Центрального купола продолжалась до 1969 года. В его пределах с 1963 по 1969 г.г. было пробурено еще 9 разведочных скважин, из них четыре вскрыли породы терригенного девона и кристаллического фундамента, четыре отложения карбонатного девона и одна карбонатные отложения башкирского яруса. Общий метраж пробуренных разведочных скважин за этот период составил 25285 м.

Одновременно проводилось эксплуатационное бурение, в основном, на продуктивные пласты верейского горизонта и башкирского яруса.

С 1961 по 1968 г.г. в пределах Центрального купола было пробурено 212 эксплуатационных скважин на пласты А-4 и А-3, а в 1969 году 6 газодобывающих скважин на продуктивные пласты кунгура. Общий пробуренный метраж эксплуатационных скважин за этот период составил 393022 м. Большинство из них были введены в промышленную эксплуатацию.

После 1969 года, кроме залежей пласта А-4, эксплуатационным бурением были охвачены залежи продуктивных пластов верейского и каширского горизонтов, а также верхнего карбона и кунгурского яруса.

Всего в период с 1958 г. по 1970 г. на Кулешовском месторождении пробурено и опробовано 77 разведочных скважин (общий метраж 169604 м). По геологическим причинам из числа разведочных было ликвидировано 24, а по техническим – 13 скважин.

Эксплуатационное бурение началось с 1961г.

Глубокое разведочное бурение на Корнеевской площади было начато в 1962 году по материалам структурного бурения, в результате которого, к юго-востоку от Благодаровского поднятия по кровле переходной толщи казанского яруса верхней перми было установлено наличие двух пологих локальных поднятий юго-восточного простирания. Сейсморазведкой 1961 года, когда на площади было отработано несколько сейсмических профилей, а затем площадной сейсмосьемкой 1964 года было намечено локальное Корнеевское поднятие по глубоким горизонтам разреза. В течение 1961-1974 г.г. на площади было пробурено 13 разведочных скважин общим метражом 46864 м, из них 10 до кристаллического фундамента, две до отложений живетского яруса и одна до турнейского яруса. В результате была установлена промышленная нефтеносность девонских пластов Д-V' эйфельского яруса, Д-I пашийского и ДК кыновского горизонтов, а также О-2 окского надгоризонта нижнего карбона. Признаки нефтенасыщения отмечены в пластах Д-II, О-3 и О-1.

Глубокое разведочное бурение на Отрожской площади было начато в 1975 году по материалам сейсморазведки МОВ 1969 года, установившей наличие локального поднятия по отражающему горизонту фаменского яруса к западу от Западного купола Кулешовского поднятия. Всего на площади до 1978 года было пробурено четыре скважины общим объемом 12334 м, из них три скважины вскрыли породы кристаллического фундамента, одна - отложения серпуховского яруса.

На Отрожском поднятии в период с 1976 г. по 1978 г. было пробурено и опробовано 4 разведочных скважины (общий метраж 12334 м), из которых по геологическим причинам было ликвидировано 2, а по техническим – 1 скважина.

В 1975-1985 г. были проведены магнитная и аэромагнитная съемки в масштабе 1:1000000, 1:200000. В результате которых была намечена сеть диагональных разломов северо-западного простирания в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте, в магнитном поле было получено отражение структуры осадочного чехла.

Всего за период с 1958 г. по 2013 г. на месторождении пробурено 491 скважина (общий метраж 235850 м), из которых по геологическим причинам было ликвидировано 52, а по техническим – 56 скважины.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Площадь Кулешовского месторождения находится в пределах листа N-39-XXVIII карт масштаба 1:200000. (Рис.2,3)

Литолого-стратиграфический разрез осадочной толщи изучен достаточно полно. Представлен отложениями четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем, залегающими на поверхности кристаллического фундамента (рис.2).

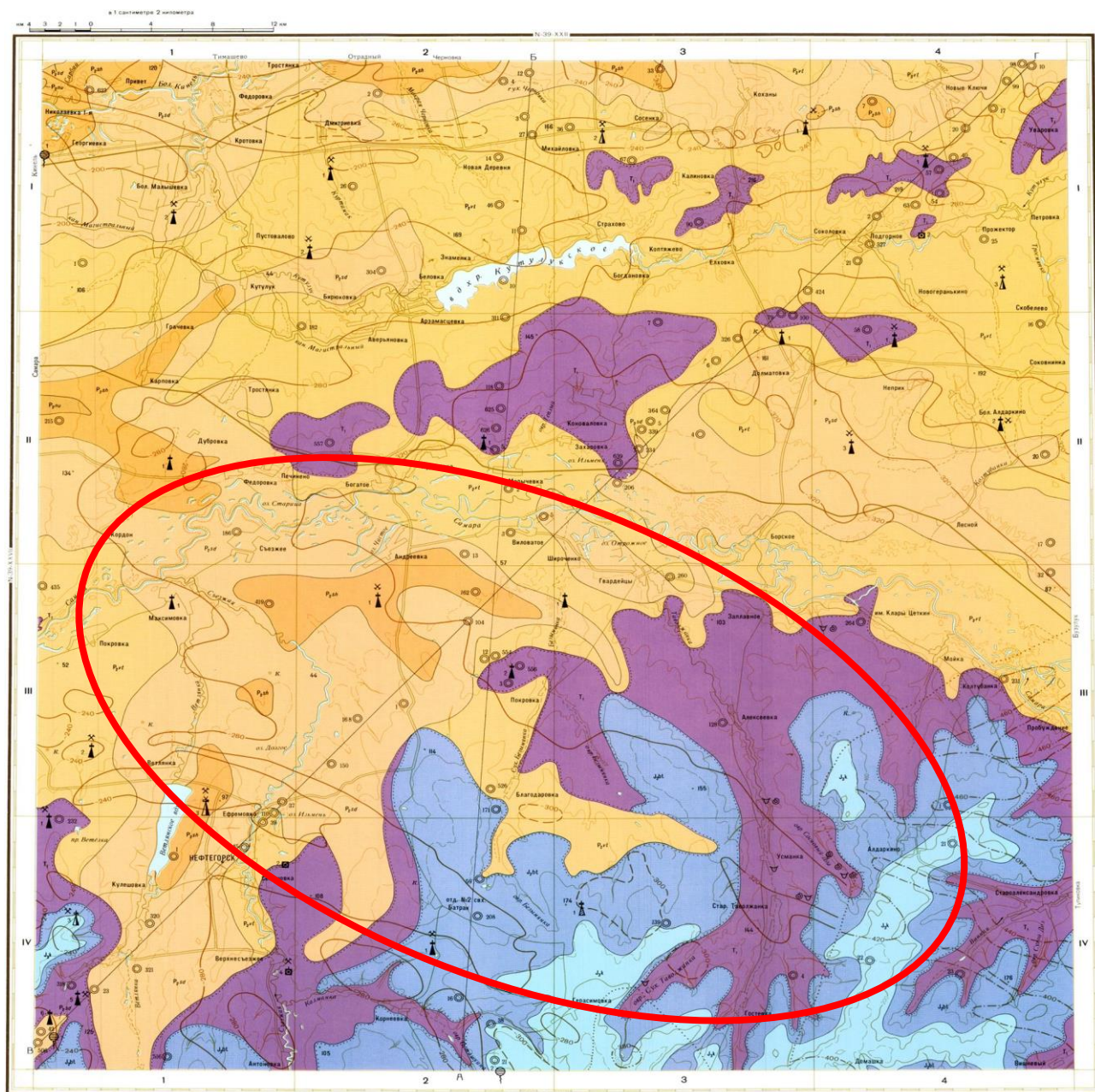


Рисунок 2 - Геологическая карта листа N-39- XXVIII масштаба 1:200000 [7]. Красным контуром обведен участок исследований.

СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ КОЛОНКА									
Система	Отдел	Ярус	Индекс	Мощность в м	Характеристика пород				
Юрская	Верхний	Мелкопесчаный	4k	56	Глины, прослои песков, песчаников, мергелей. <i>Quenstedticeras</i> sp., <i>Keppliceras gogersianus</i> (Sow.), <i>K. callosus</i> (Sow.), <i>Caloceras elatiae</i> Nik. и др.				
			4p1	40	Пески, песчанники, линзы конгломератов, прослой гли. <i>Ammonoites batius</i> Dain.				
			T ₁	86	Пески, песчанники, в кровле – глины. Линзы конгломератов. <i>Benthosuchus sushkini</i> Efr., <i>Wellgossaurus</i> sp., <i>Pseudosuchia samarana</i> Nov., <i>P. basaltensis</i> Nov. и др.				
		Полжурский	P ₁ cl	149	Вятский горизонт. Глины, алевролиты, песчанники, редкие прослои карбонатных пород, линзы и прослои конгломератов. <i>Darwinula typica</i> Spizh. и др.				
			P ₁ sd	175	Северодвинский горизонт. Глины, прослои доломитов, мергелей известняков. <i>Darwinula parallela</i> Spizh., <i>Darwinuloides tatarica</i> (Posn.), <i>D-s. bagu-rastanica</i> Kash. и др.				
			P ₁ sh	144	Сухонская свита. Глины, алевролиты, редкие прослои песчаников, известняков, доломитов, мергелей. <i>Darwinula elongata</i> Schat., <i>D. polemoni</i> Bel., <i>D. jugiformis</i> Kash., <i>Placidea latkeuchi</i> (Spizh.)				
			P ₁ su	94	Нижнеустъюнская свита. Глины, песчанники, алевролиты. Прослои доломитов, мергелей				
		Казанский	P ₁ z ₂	126	Верхний подъярус. Глины, доломиты, известняки. В подошве – гипсы, ангидриды. <i>Subzodus rossicus</i> Verw., <i>Pseudobucella antiqua</i> Münster.				
			P ₁ z ₁	94	Нижний подъярус. Известняки и доломиты. Редкие прослои гли и мергелей. <i>Strophalosia horrescens</i> Verw., <i>Athyris pestifera</i> Sok. и др.				
		Юрско-меловый	P ₁ u	69	Песчанники и алевролиты, прослои гли, доломитов, мергелей и ангидритов. <i>Darwinula serpulæ</i> Bel., <i>D. ujimica</i> Bel., <i>D. gitta</i> Pal. и др.				
Палеозойская	Нижний	Юрско-меловый	P ₁ k	185	Доломиты с прослоями мергелей и ангидритов. <i>Paracutafella</i> ex gr. <i>pseudoparacutafella</i> Dutk.				
			P ₁ ag	36	Ангидриты, гипсы, прослои доломитов. <i>Pseudocutafella</i> ex gr. <i>proturajensis</i> (Dutk.), <i>Notosaria</i> sp., <i>Libea</i> sp.				
			P ₁ s	152	Доломиты с прослоями известняков. <i>Productus cancriformis</i> Tschern., <i>Pseudocutafella</i> all. <i>mutabilis</i> Dutk., <i>Glossospora dubicula</i> Lip., <i>G. vulgaris</i> Lip. и др.				
			P ₁ a	96	Доломиты с прослоями известняков, мергелей и гли. <i>Pseudofusulina anderssoni</i> (Schellw.), <i>Ps. gregaria</i> Lee, <i>Ps. all. prisca</i> Ehrenb., <i>Ps. prisca</i> Ehrenb., <i>Schwagerina sphurica</i> Scherb. и др.				
		Юрско-меловый	C ₁ g	286	Доломиты, известняки, ангидриты. <i>Triticites stuckenbergi</i> Raus., <i>Jugulites jugulensis</i> (Raus.), <i>Daxina solensis</i> (Raus.) и др.				
			C ₁ k	138	Известняки и доломиты. <i>Fusulinella copulehra</i> Raus., <i>F. schwagerinoides</i> (Deprat.), <i>Triticites montiparus</i> (Ehrenb.), <i>T. acutus</i> Duob. et Cond. и др.				
		Юрско-меловый	C ₁ m	500	Известняки и доломиты. В основании – переслаивание гли, мергелей и известняков. <i>Margufeya timanica</i> Tschern., <i>M. kaschira</i> Iv., <i>Fusulina aspera</i> Chern., <i>F. nyctica</i> Sal., <i>Endothyra</i> ex gr. <i>mosquensis</i> Reill. и др.				
			C ₁ h	143	Известняки органогеннообломочные, пористые, доломиты. <i>Bradyina cribratolata</i> Raus. et Reill., <i>Chonetes carboniferus</i> Keys., <i>Ch. fenix</i> Rot., <i>Margufeya</i> cf. <i>posterosa</i> Rot. и др.				
		Юрско-меловый	C ₁ s	239	Известняки и доломиты с прослоями гли и мергелей. <i>Endothyra bradyi</i> Mich., <i>E. all. panceptata</i> Raus., <i>Eostafella prisca</i> Raus. и др.				
			C ₁ r	694	Доломиты и известняки с прослоями мергелей, ангидритов и гли. В основании – переслаивание песчаников, алевролитов и гли. <i>Platichonetes tricorais</i> Sem., <i>Endothyra similis</i> Raus. et Reill., <i>E. pusca</i> Raus., <i>Gigantella</i> ex gr. <i>maxima</i> Moell., <i>Productus pugilis</i> Phill. и др.				
Девонская	Верхний	Юрско-меловый	C ₁ t	510	Известняки с редкими прослоями гли и мергелей. <i>Bisphaera minima</i> Bit., <i>Camartochia pandori</i> Sem. et Moell., <i>Chonetes pandorinus</i> Phill., <i>Delosmia speciosa</i> Mart., <i>Hypozonina vulgaris</i> Raus., <i>H. elegans</i> Raus. и др.				
			D ₁ fm	63	Известняки и доломиты. <i>Liothyridus baskirkicus</i> Nal., <i>Schuchertella matryica</i> Nal. и др.				
			D ₁ f	196	Глины, алевролиты, песчанники, в кровле – известняки. <i>Lingula kincelsi</i> Bart., <i>L. punctata</i> Hall., <i>Atrypa pseudoruralica</i> Mikr. и др.				
			D ₁ iv	154	Алевролиты, песчанники, прослои известняков, гли. <i>Chonetes vorobjensis</i> Ljasch., <i>Imenia vorobjensis</i> Ljasch. и др.				
			D ₁ ef	67	Алевролиты, песчанники, прослои известняков, гли. <i>Atrypa crassa</i> Ljasch., <i>Emanuelia mosolensis</i> Ljasch., <i>Productella</i> ex gr. <i>mossovensis</i> Ljasch. и др.				
		Юрско-меловый	AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				
			AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				
		Юрско-меловый	AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				
			AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				
		Юрско-меловый	AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				
			AR	49	Гнейсы биотитовые, гранат-биотитовые и др.				

а

б

Рисунок 3 а - Стратиграфическая колонка к геологической карте листа N-39- XXVIII масштаба 1:200000 [7]; б – разрез по линии В-Г к геологической карте на рис.2 [7], красным контуром обведен фрагмент разреза, для которого была выполнена палинспастическая реконструкция.

Ниже приводится краткая характеристика разреза (снизу вверх).

А Р Х Е Й

Породы кристаллического фундамента вскрыты одиннадцатью разведочными скважинами. Породы фундамента сильно метаморфизованы, представлены гранитами и гранито-гнейсами розового цвета, крупнозернистыми. Максимальная вскрытая толщина 52 м.

Палеозойская группа (PZ)

Девонская система (D)

Отложения девонской системы представлены двумя отделами – средним и верхним. Общая толщина девонских отложений составляет 741 – 1059 м.

Средний девон (D2)

Отложения среднего девона представлены эйфельским и живетским ярусами. Общая толщина среднего девона составляет 98-199 м.

Эйфельский ярус (D2ef)

Породы осадочного чехла в пределах Кулешовского месторождения начинаются с отложений эйфельского яруса среднего девона, которые развиты преимущественно на Корнеевском поднятии. Нижняя часть яруса представлена песчаниками, алевролитами, глинами, чередующимися между собой. Песчаники кварцевые, от светло до темно-серых, средне и крупнозернистые, плохосортированные. Алевролиты темно-серые, плотные, иногда глинистые. Глины темно-серые, слоистые. К песчаникам эйфельского яруса приурочен промышленно нефтеносный на Корнеевском поднятии продуктивный пласт DV'.

Верхняя часть эйфельского яруса сложена известняками темно-серыми плотными, крепкими, мелкокристаллическими и пелитоморфными. Толщина эйфельского яруса, залегающего на размытой поверхности кристаллического фундамента, составляет от 8 до 70 м.

Живетский ярус (D2zv)

Старооскольский надгоризонт (D2st)

Породы живетского яруса среднего девона представлены, в основном, песчаниками, алевролитами, глинами и тонкими карбонатными пропластками. Отложения живетского яруса подразделяются на воробьевский, ардатовский, муллинский горизонты. Общая толщина живетского яруса составляет 90-129 м.

Воробьевский горизонт - D2vb

Отложения воробьевского горизонта представлены песчаниками темно-серыми, серыми, буровато-серыми, бурыми, кварцевыми, тонкозернистыми, крепко сцементированными, алевролитами и карбонатными пропласткам.

В разрезе воробьевского горизонта выделяется проницаемый песчаный пласт DIV, который промышленно нефтеносен на Западном куполе и перспективен на Центральном куполе Кулешовского поднятия. Толщина воробьевского горизонта составляет 30-40 м.

Ардатовский горизонт - D2ar

Отложения ардатовского горизонта представлены песчаниками темно-серыми, серыми, буровато-серыми, бурыми, кварцевыми, тонкозернистыми, крепко сцементированными, алевролитами и глинами темно-серыми до черных, плотных слоистых, местами с включением пирита, известняками плотными (репер “остракодовый известняк”).

В отложениях ардатовского горизонта выделяется песчаный проницаемый пласт DIII, который промышленно нефтеносен на Центральном и Западном куполе Кулешовского поднятия и пласт DIII/(Центральный купол). Толщина ардатовского горизонта составляет 45-65 метров.

Муллинский горизонт - D2ml

Отложения муллинского горизонта представлены глинами и алевролитами светло – серыми, темно – серыми, плотными, крепкими, песчанистыми, иногда со слабым запахом нефти и включениями битума. В верхней части яруса среди глин и алевролитов встречены два прослоя известняка серого, плотного, крепкого. Толщина муллинского горизонта составляет 15-24 м.

Верхний девон (D3)

Отложения верхнего девона представлены франским и фаменским ярусами. Общая толщина верхнего девона составляет 643 – 860 м.

Франский ярус (D3f)

Франский ярус представлен отложениями пашийского, тиманского, саргаевского, доманикового, мендымского, воронежского, евлано-ливенского горизонтов. Общая толщина франского яруса составляет 319 – 401 м.

Пашийский горизонт – D3ps

Отложения пашийского горизонта представлены алевролитами плотными, местами кавернозными, от светло-серого до черного цвета, песчаниками кварцевыми, тонкозернистыми, темно-серого и серого цвета и глинами темно – серыми, черными, плотными. В верхней части пашийского горизонта выделяется пласт DI, который промышленно нефтеносен на Отрожском, Корнеевском и Благодаровском поднятиях. Толщина пашийского горизонта составляет 25-63 м.

Тиманский горизонт – D3tm

Отложения тиманского горизонта представлены глинами темно-серыми, плотными, переслаивающимися с алевролитами светло-серыми. Песчаники от светлой до черной окраски, иногда пропитанные нефтью. Встречаются известняки серого и светло серого цвета, плотные, крепкие, трещиноватые. В отложениях тиманского горизонта выделяется песчаный проницаемый пласт Dk, который промышленно нефтеносен на Отрожском поднятии и перспективно нефтеносен на Благодаровском поднятии. Толщина тиманского горизонта 14-38 м.

Саргаевский (D3sr), Доманиковый (D3dm), Мендымский (D3mn), Воронежский (D3vr), Евлановский (D3ev) и Ливенский (D3lv) горизонты. Выше тиманского горизонта залегают карбонатные отложения саргаевского, доманикового, мендымского, воронежского, евлановского и ливенского горизонтов средне - и верхнефранского подъярусов. В основном, это известняки серого и светло-серого цвета, плотные, с отдельными пачками доломитов. Толщина этих горизонтов 280 - 300 м.

Фаменский ярус (D3fm)

Отложения фаменского яруса представлены известняками серыми, пелитоморфными и органогенными, иногда глинистыми, часто с прослоями доломитов, очень крепкими, кавернозными. Толщина фаменского яруса 324 - 459 м.

Каменноугольная система (C)

Отложения каменноугольной системы представлены тремя отделами – нижним, средним и верхним. Общая толщина карбона составляет 1355 – 1901 м.

Нижний карбон (C1)

Отложения нижнего карбона представлены турнейским, визейским и серпуховским ярусами. Общая толщина нижнего отдела составляет 436-807 м.

Турнейский ярус (C1t)

Турнейский ярус сложен известняками темно-серыми, глинистыми, органогенными, иногда сильно перекристаллизованными, крепкими, прослоями кавернозными и неравномерно пористыми и глинами черными, уплотненными. В верхней части турнейского яруса выделяется пласт В1, который перспективен на Благодаровском поднятии. Толщина турнейского яруса составляет 82-191 м.

Визейский ярус (C1v)

Выше по разрезу залегают терригенно-карбонатные отложения визейского яруса. Подошвенная часть визейского яруса представлена песчано-глинистыми отложениями бобриковского, терригенно-карбонатными породами тульского горизонтов. Карбонатно-сульфатные отложения окского надгоризонта слагают кровельную часть визейского яруса. Толщина визейского яруса составляет 185 - 239 м.

Бобриковский горизонт (C1bb)

Отложения бобриковского горизонта представлены, в основном, песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, с карбонатным цементом, переслаивающимися алевролитами кварцевыми, тонкослоистыми, темно-серого цвета и глинами. В песчаниках отмечаются включения слюды, пирита, углистых остатков. В отложениях бобриковского горизонта выделяется пласт Б2, который промышленно нефтеносен на Западном куполе Кулешовского поднятия. Толщина бобриковского горизонта 32-67 м.

Тульский горизонт (C1tl)

В кровле тульского горизонта залегают пелитомофные известняки, чередующиеся с известняками глинистыми и глинами. В средней части чередование глинистых известняков с глинами и песчаников. В разрезе горизонта выделяется прослой нефтенасыщенного песчаника (пласт Б0), который имеет промышленное значение на Западном куполе Кулешовского поднятия. Толщина тульского горизонта составляет 52-110 м.

Окский надгоризонт (алексинский (C1al), михайловский (C1mh), вневский (C1vn) горизонты)

Вышележащие отложения средней и верхней части окского надгоризонта представлены известняками темно-серыми, тонкокристаллическими, крепкими, плотными,

иногда ангидритизированными, глинистыми, трещиноватыми, доломитами серыми, темно-серыми, плотными, участками кавернозными, трещиноватыми и ангидритами голубовато-серыми, полупрозрачными, кристаллическими, плотными, очень крепкими, местами трещиноватыми. Встречаются глинистые разности. В прослоях пористых известняков и доломитов выделяются пласты О1, О2, О3, О4, О5, которые промышленно нефтеносны на Западном куполе Кулешовского поднятия. Пласт О2 промышленно нефтеносен также на Корнеевском поднятии.

Толщина средней и верхней частей окского надгоризонта составляет 137-259 м.

Серпуховский ярус (C1s)

Серпуховский ярус сложен доломитами темно-серыми, пористыми, прослоями кавернозными и известняками глинистыми, плотными, пелитоморфными, участками тонкопористыми, реже встречаются глины и мергели. В нижней части яруса залегает глинистая “покровская” пачка тарусского горизонта толщиной 20-30 м, являющаяся покрывкой залегающих ниже продуктивных пластов окского надгоризонта.

В прослоях пористых известняков и доломитов, в кровле серпуховского яруса выделяется пласт А5, который промышленно нефтеносен на Западном куполе Кулешовского поднятия. Толщина серпуховского яруса составляет 133-180 м.

Средний карбон (C2)

Средний карбон представлен отложениями башкирского яруса и верейского, каширского, подольского, мячковского горизонтов московского яруса. Общая толщина среднего отдела составляет 559-696 м.

Башкирский ярус (C2b)

Башкирский ярус представлен известняками серыми и светло-серыми с буроватым оттенком, скрытокристаллическими, органогенно-обломочными и перекристаллизованными, прослоями пористыми и проницаемыми. Встречаются прослои доломита известковистого.

В верхней части яруса нефтенасыщенные известняки представляют собой продуктивный пласт А4, который имеет промышленное значение на Кулешовском и Благодаровском поднятиях. Толщина яруса 140-170 м.

Московский ярус (C2m)

Московский ярус подразделяется на нижнемосковский (верейский, каширский горизонты) и верхнемосковский (подольский, мячковский горизонты) подъярусы.

Верейский горизонт - C2vr

Отложения верейского горизонта представлены глинами, алевролитами и песчаниками, переслаивающимися между собой. Глины тонкослоистые, в различной степени слюдистые, неравномерно алевролитистые. Песчаники кварцевые, мелкозернистые. Они образуют три разобщенных пласта (А3, А2, А1), имеющих промышленное значение. Пласт А3 нефтенасыщен на Кулешовском и Благодаровском поднятии. Пласт А2 нефтенасыщен на Западном и Центральном куполах Кулешовского поднятия. Пласт А1 нефтенасыщен на Центральном куполе Кулешовского поднятия. Песчаные пласты А2 и А1 непостоянны по толщине и местами замещаются по простирацию глинами. Изредка, особенно в подошве разреза, встречаются пропластки известняка глинистого, с остатками флоры. Толщина верейского горизонта составляет 76-93 м.

Каширский горизонт - C2ks

Каширский горизонт представлен известняками серыми, светло-коричневыми, пелитоморфными, органогенно-обломочными. Местами известняки трещиноватые, кое-где со стилолитовыми швами. Встречаются тонкие пропластки известковистого доломита, а также глинистые разности известняка, близкие к мергелю.

В нижней части преобладают известняки детритусовые, сильно перекристаллизованные, тонкопористые, пропитанные нефтью. Ближе к подошве в них выделяются нефтенасыщенные пласты А0, А0в. Пласт А0 промышленно нефтеносен на Кулешовском и Благодаровском поднятиях, а пласт А0в на Центральном куполе Кулешовского поднятия и Благодаровском поднятии. Толщина каширского горизонта составляет 73-107 м.

Подольский горизонт - C2pd

Отложения подольского горизонта представлены известняками светло-серыми и серыми, кристаллическими, участками ангидритизированными и окремнелыми с прослоями мергелей. В верхней части разреза встречаются доломиты. В верхней и средней части разреза в карбонатных породах выделяются пласты Pd-I и Pd-II, которые промышленно нефтеносны на Западном куполе Кулешовского поднятия. Толщина подольского горизонта составляет 117-148 м.

Мячковский горизонт – C2mc

Мячковский горизонт складывается доломитами и известняками светло-серого цвета, пелитоморфными и микрокристаллическими, иногда ангидритизированными и окремнелыми. Редко встречаются прослои глин и мергелей. Толщина мячковского горизонта составляет 153-178 м.

Верхний карбон (С3)

Верхний карбон представлен отложениями касимовского и гжельского ярусов. Общая толщина верхнего отдела составляет 360-398 м.

Касимовский (С3к) и гжельский (С3г) ярусы

Касимовский и гжельский ярусы верхнего карбона сложены доломитами и известняками с прослоями ангидритов, гипсов и глин.

В кровельной части известняки светло-серые, голубовато-серые и желтовато-серые, микрокристаллические и пелитоморфные. В средней части разреза два плотных гипсово-ангидритовых прослоя, толщиной 50-80 м, голубовато-серого цвета. Среди них залегают нефтенасыщенные известняки и доломиты, в которых выделяются пласты СЗ-І', СЗ-І, СЗ-ІІ', и СЗ-ІІ (СЗ-І' содержит в себе газовую шапку). Пласт СЗ-ІІ промышленно нефтеносен на Центральном куполе Кулешовского поднятия, пласт СЗ-І на Центральном и Западном куполах Кулешовского поднятия. Пласты СЗ-І', СЗ-ІІ' перспективны на Центральном куполе Кулешовского поднятия.

В нижней части разреза доломиты серые и светло-серые, микрокристаллические, участками окремнелые, частично ангидритизированные и загипсованные, с редкими прослоями пелитоморфных известняков и мергелей.

Пермская система (Р)

Отложения пермской системы представлены тремя отделами – приуральским, биармийским и татарским. Общая толщина перми составляет 565– 944 м.

Приуральский отдел

Приуральский отдел пермской системы представлен карбонатными отложениями ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов и терригенными отложениями уфимского яруса. Общая толщина приуральского отдела составляет 320- 422 м.

Ассельский ярус – Р1а

Ассельский ярус приурального отдела слагают доломиты ангидритизированные, известняки плотные, серые, частью пористые, мелкокавернозные с выпотами нефти, частью глинистые и ангидритизированные. Встречаются глины. Толщина ассельского яруса составляет 35-75 м.

Сакмарский ярус – P1s

Отложения сакмарского яруса представлены переслаивающимися доломитами мелкокристаллическими, пелитоморфными, ангидритизированными, ангидритами и мергелями. Встречаются прослои известняка местами пористого и слабо нефтенасыщенного. Толщина сакмарского яруса составляет 100 м.

Артинский ярус - P1ar

Артинский ярус сложен доломитами микрокристаллическими, пелитоморфными, крепкими, плотными, ангидритизованными, частью пористыми и ангидритами плотными, крепкими. Толщина артинского яруса составляет 23 м.

Кунгурский ярус - P1k

Кунгурский ярус представлен отложениями филипповского и иреньского горизонтов. Общая толщина кунгурского яруса составляет 140-170 м.

Филипповский горизонт – P1fl

Отложения филипповского горизонта представлены доломитами серыми и светло-серыми, пелитоморфными, глинистыми, частью ангидритизированными, плотными с прослоями доломитового серого мергеля. Встречаются глины и глинистые известняки.

Среди доломитов выделяется продуктивный проницаемый пласт К-II, пористый, нефтегазонасыщенный. Пласт К-II промышленно нефтеносен на Центральном куполе и перспективен на Западном куполе Кулешовского поднятия, также он промышленно газоносен на обоих куполах Кулешовского поднятия. Толщина филипповского горизонта 90–100 м.

Иреньский горизонт – P1in

Иреньский горизонт сложен доломитизированным ангидритом голубовато – серого цвета. Толщина иреньского горизонта 50–70 м.

Уфимский ярус - P2u

Уфимский ярус сложен неоднородным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, с подчиненными прослоями доломитов и ангидритов. В верхней части яруса пачка известняков мощностью до 5 м.

Песчаники зеленовато-серые, глинистые, бурые, крепкие, тонкозернистые, участками пиритизированные, с запахом нефти. Алевролиты зеленовато-серые и серые, глинистые, плотные, слабодолмитизированные, слоистые. Глины зеленовато-серые, слабо песчанистые, плотные, тонкослоистые, пиритизированные. Доломиты серые и зеленовато-серые, плотные, глинистые, микрокристаллические, пелитоморфные, крепкие, участками пиритизированные, слабо ангидритизированные. Ангидриты голубовато-серые, микрокристаллические, плотные, крепкие, с прожилками алевролита. Толщина уфимского яруса 22-54 м.

Биармийский отдел

Биармийский отдел пермской системы представлен отложениями казанского и уржумского ярусов. Общая толщина биармийского отдела составляет 245-339 м.

Казанский ярус – P2kz

Казанский ярус подразделяется на нижеказанский (калиновская свита) и верхнеказанский (гидрохимическая, сосновская и сокская свиты). Общая толщина казанского яруса составляет 200-242 м.

Калиновская свита – P2kl

Представлена калиновская свита известняками серыми, голубовато-серыми и желтовато-серыми, микрокристаллическими и пелитоморфными, плотными, в верхней части пористыми, прослоями глинистыми, с включениями кальцита, ангидрита и отпечатками фауны. Толщина калиновской свиты составляет 69-84 м.

Гидрохимическая свита – P2gd

В основном, свита сложена ангидритами. Ангидриты голубовато-серые, мелкокристаллические, плотные, крепкие. По всей толще прослеживаются прожилки и пропластки серого доломита. В толще ангидрита встречается пачка каменной соли толщиной до 10 м. Толщина гидрохимической свиты составляет 40-41 м.

Сосновская свита – P2ss

Сосновская свита сложена доломитами, мергелями и известняками, с пропластками глин и ангидритов. Породы свиты значительно загипсованы. В средней части свиты залегают линзы каменной соли толщиной 3-6 м. Толщина сосновской свиты составляет 38-42 м.

Сокская свита – P2sks

В разрезе преобладают глины, алевролиты и мергели, окраска преобладает темнокоричневая, песчаники имеют подчиненное значение.

Глины плотные, жирные, известковистые. Алевролиты глинистые, известковистые. Мергели известковистые с розоватым оттенком, плотные, глинистые, алевролитистые. В нижней части разреза залегают слои ангидрита голубовато-серого и алевролита темно-серого толщиной 2-3 м. Толщина сокской свиты составляет 53-74 м.

Уржумский ярус (P2ur)

Уржумский ярус подразделяется на большекинельскую (P2bk) и аманакскую (P2am) свиты.

Представлены свиты чередованием коричневых глин, алевролитов и песчаников, с редкими пропластками карбонатов. В нижней части разреза залегает пачка глин толщиной до 9 м. В кровле залегает глинистый мергель толщиной 1-2 м. Также в разрезе присутствуют алевролиты коричневые и темно-коричневые, известковистые, песчанистые и глинистые и глины коричневые и красновато-бурые, жирные, плотные, известковистые, местами песчанистые. Общая толщина уржумского яруса (большекинельской и аманакской свит) составляет 45-97 м.

Татарский отдел

Татарский отдел пермской системы представлен отложениями малокинельской и кутулукской свит. Общая толщина татарского отдела составляет 0-183 м.

Малокинельская свита - P2mk

Свита делится на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю, все они сложены породами коричневого и красновато-коричневого цвета. Нижняя пачка начинается 15-ти метровой толщей глин с прослоями мергелей и известняков. Выше залегают преимущественно мергели с прослоями глин и известняков. Средняя пачка сложена преимущественно глинами и алевролитами. В разрезе прослеживаются слои 1-2 м песчаников, мергелей и известняков. Верхняя пачка, в основном, представлена глинами, алевролитами и песчаниками. Песчаники приурочены к кровле и подошве пачки.

Глина коричневая и красновато-коричневая, жирная, плотная, с раковистым изломом. Алевролиты и песчаники красновато-коричневые и зеленовато-серые, известковистые, доломитовые, глинистые. Мергели пестроцветные и розовато-коричневые, известковистые, глинистые, местами песчанистые. Толщина малокинельской свиты составляет 0-132 м.

Кутулукская свита - P2ktl

Отложения кутулукской свиты на большей части площади подверглись значительному доплиоценовому размыву. Литологически свита представлена алевролитами, глинами и песчаниками. Глина красновато-коричневая, алевритистая, известковистая, иногда жирная с плоскостями скольжения. Алевролиты и песчаники красновато-коричневые и зеленовато-серые, глинистые, известковистые. Толщина кутулукской свиты составляет 0-51 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Неогеновая система (N)

Отдел плиоцен (N2)

Большая северо-западная часть исследуемой площади покрыта плиоценовыми отложениями, залегающими на размытой поверхности перми.

Плиоцен представлен глинами и песками с редкими прослоями рыхлых песчаников. Пески залегают линзовидными прослоями, иногда насыщенными водой. Глины темно-серые до черных, вязкие, часто алевритистые, известковистые. Пески и песчаники серые и темно-серые, рыхлые. Общая толщина плиоцена составляет 0-166 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы представлены подотделом плейстоцена - эоплейстоцен и отделом голоцен. Завершается разрез отложениями четвертичной системы, они подразделяются на древние и современные. Древние отложения представлены в нижней части разреза глинами коричневато-бурыми, загипсованными, с известковистыми конкрециями, толщиной до 30 м. Древние отложения слагают террасы рек Съезжая, Ветлянка, представлены суглинками желтовато-бурыми и песками серыми мелкозернистыми, глинистыми. Толщина их 10-12 м. Современные образования развиты на водораздельных плато, на склонах речных долин и оврагов, представлены желтовато-бурыми известковистыми суглинками толщиной 1,5-2,0 м. Общая толщина четвертичных отложений 9-42 м. [15]

На рисунке 4 приведена сводная литолого-стратиграфическая колонка, представленная отложениями горизонтов, которые являются непосредственными объектами исследования. Поверхности горизонтов, индексы которых имеют фоновую цветовую раскраску, были использованы для реконструкции.

Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Индекс	Литология	Мощность
Каменноугольная	Средний	Московский	Мячковский	C2mc		150
			Подольский	C2pd		120
			Каширский	C2ks		100
			Верейский	C2vr		90
		Башкирский		C2b		160
	Нижний	Серпуховский		C1s		130
		Окский		C1ok		250
			Бобриковский	C1bb		50
		Визейский				
		Турнейский		C1t		150
Девонская	Верхний	Фаменский		D3fm		400
		Франковский	Саргаевский+Доманиковский+Воронежский	D3sr+D3dm+D3vr		300
			Тиманский	D3tm		30
			Пашийский	D3ps		50
	Средний	Живетский	Муллинский	D2ml		20
			Ардатовский	D2ar		50
			Воробьёвский	D2vb		40
		Эйфельский		D2ef		50

Условные обозначения:

	- Известняки		- Алевролиты		- Глины
	- Глинистость		- Ангидриты, ангидритизация		- Размыв
	- Песчаники				

Рисунок 4 Литолого- стратиграфическая колонка участка работ

(Составил: Минибаев Р.Р.)

2.2 Тектоника

В региональном тектоническом отношении рассматриваемое месторождение приурочено к крупному тектоническому элементу Заволжья – Кулешовской тектонической зоне, прослеживаемой в северо-западной части Бузулукской впадины, вблизи ее сочленения с Жигулевско-Пугачевским сводом (рис. 5). [1] Одной из особенностей геологического строения изучаемой части Бузулукской впадины является интенсивная расчлененность отложений фундамента.

Предполагается, что эта зона является отражением крупного тектонического разлома кристаллического фундамента, представляющего собой разветвленную сеть тектонических нарушений различной протяженности, преимущественно, субширотной ориентации. [8]

К одному из этих ответвлений приурочен Кулешовский вал, протягивающийся с запада на восток на расстояние около 60 км и осложненный на западе целой серией таких локальных структур, как Рассветская, Горбатовская, Тверская, Парфеновская, Бариновско-Лебяжинская и Утевская.

Тектоническое строение Кулешовского месторождения изучено по данным бурения структурных и глубоких поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Наиболее детально оно изучено по отложениям перми, верхнего и среднего карбона. Сравнительно детально оно изучено по отложениям нижнего карбона и более слабо по отложениям терригенного девона и поверхности кристаллического фундамента.

Наиболее четко прослеживается расположенный к востоку от них собственно Кулешовский вал субширотного простирания с крутым северным и пологим южным крыльями, осложненный Отрожским, Западно-Кулешовским, Кулешовским, Благодаровским и Корнеевским поднятиями. Предполагается, что в кристаллическом фундаменте в плане ему отвечает приподнятый тектонический блок, осложненный серией дизъюнктивных нарушений, прослеживаемых вдоль его северного борта.

Не исключается вероятность наличия поперечных разломов на стыках упомянутых выше локальных поднятий. Сейсморазведкой МОГТ такой разлом схематично прослежен между Отрожским поднятием и Западно-Кулешовским куполом. Не исключена возможность наличия дизъюнктивного нарушения типа сдвига в зоне сочленения собственно Кулешовской и Благодаровской структур, где происходит смена ориентации складки с широтной на юго-восточную.

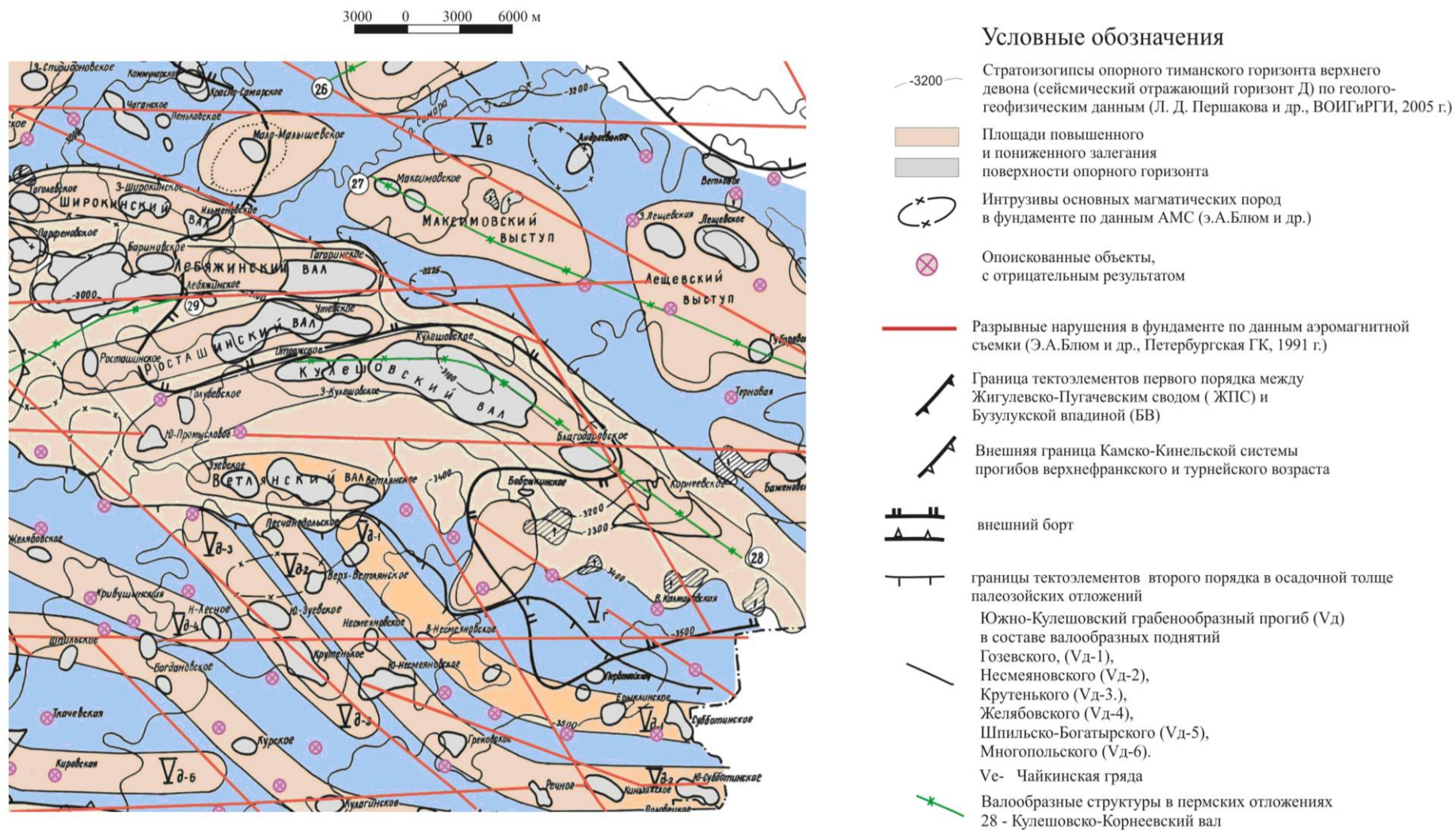


Рисунок 5. Фрагмент тектонической карты палеозойских отложений Самарской области (В.А. Поляков) Масштаб 1:300000

Косвенным образом на наличие здесь глубинных тектонических трещин и разломов указывают следы в виде асфальта, обнаруженные в керне в отложениях верхнего карбона и окского надгоризонта.

Общая длина Кулешовской антиклинальной складки вместе с Отрожским поднятием и Западным куполом на западе и Благодаровским с Корнеевским поднятиями на востоке достигает 37 км. Крутизна северного крутого крыла антиклинали достигает 4-5°, а в центральной части - 6-7°. Угол наклона южного пологого крыла не превышает 2-3°.

Структурный план по девонским отложениям является унаследованным и существенных изменений в строении структуры не происходит. Особый интерес представляют грабенообразные прогибы в терригенных отложениях девона. Они располагаются вдоль структурных ступеней в виде узких и протяженных полос. По вышележащим маркирующим горизонтам нижнего и среднего карбона указанные выше основные структурные элементы Кулешовского вала прослеживаются с тенденцией выполаживания при движении снизу вверх, нередко сопровождаемого увеличением размеров и амплитуды осложняющих его куполов за счет заметного влияния седиментационного фактора в развитии структуры.

По поверхности кристаллического фундамента размеры Отрожского и Западного куполов по замкнутой изогипсе -3320 м, соответственно, равны 3,1х1,8 км и 3х2 км, амплитуда -13 м и 23 м. Размеры Центрального (собственно Кулешовского) купола по замкнутой изогипсе – 3320 м равны 10х4 км, амплитуда – 100 м. Размеры Благодаровского поднятия 3,8х1,5 км, амплитуда около 10 м. В пределах юго-восточного склона Кулешовской складки к востоку от Благодаровского купола прослеживается ее продолжение, осложненное небольшими Корнеевскими поднятиями. Размеры первого купола по замкнутой изогипсе – 3390 м равны 1,5х0,8 км, а второго по замкнутой изогипсе – 3500 м 1,5х1,0 км. Амплитуда, соответственно, 8 м и 11 м. [15]

2.3 История геологического развития

Бассейн сформировался в результате смены целого ряда геодинамических обстановок. В целом, Волго-Уральский НГП приурочена к четко выраженной рифей-раннекаменноугольной пассивной окраине Восточно-Европейского палеоконтинента и к пермскому Предуральскому предорогеному прогибу, деформированным столкновением континентальной палеоокраины с палеомикроконтинентами, островными дугами в среднем-позднем кембрии, раннем- среднем девоне (эйфеле), средне карбоне-раннем триасе, а также изостазией (в позднем триасе – кайнозой). Большая часть площади провинции принадлежит к внутренней зоне пассивной окраины, меньшая – к внешней, преобразованной в ороген столкновения плит и зону надвигов. Большая роль в формировании месторождений нефти и газа провинции принадлежит Камско-Кинельской системе прогибов (ККСП), некомпенсированных осадконакоплением и контролирующими размещение многочисленных залежей в верхнедевонско-нижнекаменноугольном терригенно-карбонатном комплексе.

В ранне-среднерифейское время во внутренней зоне пассивной окраины формируются внутриконтинентальные рифты, во внешней – окраинно-континентальные рифты, отмечается начало раскрытия Доуральского океана. В венд-раннекембрийский от восточно-Европейского палеоконтинента был отчленен Зауральский микроконтинент, формировались пассивные континентальные окраины. В среднем-позднем кембрии расхождение плит сменилось сжатием, Зауральский микроконтинент был присоединен к Восточно-Европейскому континенту. [6]

В ордовикское время на месте поглощенного Доуральского появился Уральский океан, в пределах которого образовалась Губеллинская островная дуга, далее также образовывались дуги – в силуре-раннем девоне – сакмарская. В раннем-среднем девоне – Ирендыкская, Магнитогорская. Островные дуги поэтапно присоединялись к пассивной окраине Восточно-Европейского палеоконтинента, способствуя формированию Уральского орогена столкновения плит. Основные структурно-тектонические элементы первого и второго порядков Волго-Уральского НГП сформировались к раннекаменноугольному времени. Это Пермский, Башкирский, Татарский, Жигулевско-Пугачёвский, Соль-Илецкий своды, а также разделяющие их впадины, прогибы и седловины, осложнённые флексурами и грабенообразными прогибами. В позднедевонско-турнейское время структура пассивной окраины оказалась весьма благоприятной для формирования на склонах сводов вторичных седиментационных карбонатных структур,

образующих борта целой системы формационных некомпенсированных прогибов, имеющих выход в задуговые окраинные моря [9]. С указанными структурами в девонских и каменноугольных отложениях связаны практически все известные здесь нефтегазонакопления. В аналогичных условиях в структурах, не осложненных литологическими, стратиграфическими и тектоническими экранами, прогнозируются новые зоны нефтегазонакопления.

Дифференциация тектонических движений, предживетское кратковременное отступление моря и новое его внедрение (возможно, происходящее в отдельные периоды в режиме приток-отток) спровоцировали разрушение краевого поднятия и активизировали эрозионную деятельность морских потоков. Внедряясь на континент, морские течения были приурочены к депрессионным формам рельефа и углубляли их (по типу речных русел), теряя при продвижении в глубь континента свою эрозионную энергию.

Эрозионные уступы обусловлены разломами. Так, северо-восточный борт Муханово-Ероховского прогиба, развивавшийся на подобном уступе, контролируется разломом, активизированным в среднедевонскую эпоху, а юго-восточный борт Фокинского прогиба – региональным разломом. Органогенные постройки, в том числе нефтегазопродуктивные, чаще всего приурочены к узлам пересечения разнонаправленных систем разломов, например, в зоне сочленения Нижнекамского, Можгинского, Фокинского и Сарапульского прогибов. В живетско-раннефранское время формировалось ложе некомпенсированных прогибов, ограниченное тектоно-эрозионными уступами[9].

Во франское время пассивная окраина Восточно-Европейского континента испытывает погружение. На саргаевское время приходится максимальное развитие трансгрессии. К её началу на пассивной окраине и прилегающих к ней территориях был создан рельеф, определивший дальнейшее развитие некомпенсированных прогибов и связанных с ними палеошельфов.

Бузулукская впадина, понимаемая как территория между южным склоном Татарского свода на севере, Восточно-Оренбургским сводовым поднятием на востоке, Пугачевским и Жигулевским сводами на западе и Прикаспийской синеклизой на юге, до герцинского тектогенеза представляла собой единый выступ фундамента, ограниченный разломами, с тенденцией к высокому стоянию.

С началом герцинского цикла характер тектонического развития рассматриваемой территории полностью изменился. Произошла инверсия. Началось интенсивное погружение, продолжавшееся без больших перерывов в течение герцинского, альпийского и неотектонического циклов. До конца герцинского цикла продолжались унаследованные движения с незначительными амплитудами по большинству древних разломов.

Субширотные тектонические структуры - тектонические активные древние разломы - определяли не только структуру, но и литологию, фации и нефтегазоносность палеозойских отложений Бузулукской впадины.

Бузулукская впадина относится к сквозному типу отрицательных структур с общим соответствием структурных планов осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента. В то же время Бузулукская впадина характеризуется сложным неоднородным строением, причинно связанным с наличием в его пределах Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы. Этот прогиб, пересекающий впадину с северо-запада на юго-восток, четко выражен в кровле фаменского яруса. Выше, на уровне бобриковского горизонта прогиб не отображается. Прогиб также не отображается в подстилающих геологических горизонтах. Он контролирует размещение биогермных (или рифовых) поднятий фамен-турнейского возраста содержащих залежи нефти и газа.

Мухано-Ероховский прогиб, как и все прогибы Камско-Кинельской системы, характеризуется поясовой структурно-фациальной зональностью. Его цокольный франский этаж лежит в основании прогиба и занимает самую большую площадь. В своем историческом развитии от франского до турнейского веков бассейн непрерывно суживался, при этом рифовые борта по мере омоложения постепенно надвигались на его центральную более глубоководную депрессионную часть. Окончательное заравнивание прогиба терригенными осадками относится к елховско-бобриковскому времени.

Таким образом, герцинский тектонический цикл создал основные черты современного структурно-тектонического строения исследуемой территории. Альпийский и неотектонический циклы, наследуя основные герцинские черты развития, лишь усложнили структуру региона. На герцинском этапе было заложено или унаследованно развивалось большинство структур.

Ниже рассмотрим условия, способствовавшие образованию некомпенсированных впадин и верхнедевонско-нижнекаменноугольного нефтегазоносного комплекса.

В раннем девоне в области бровки континентального склона формировалось краевое поднятие. На отдельных его блоках были созданы условия для активного рифообразования, другие блоки сами выходили под размыв и служили источником сноса терригенного материала. Блочные подвижки основания пассивной окраины Восточно-Европейского континента привели также к расширению полосы прибрежных равнин, где аккумуляровался гравийно-песчано-глинистый материал. Продолжительный перерыв в осадконакоплении, предшествовавший среднедевонской эпохе, способствовал созданию сглаженного рельефа внутренней зоны пассивной окраины. Как отмечалось ранее, в среднем девоне в Уральском океане формировались Ирендыкская и Магнитогорская

островные дуги, а в их тыловой части – окраинные моря: Мугоджарское – на юге и Тагило-Магнитогорское – на севере. В позднем эйфеле-раннем живете Актюбинская пассивная окраина испытывала раскол и растяжение. В результате, на фоне общего погружения территории и расширения пассивной окраины наблюдается оживление разнонаправленных тектонических движений, максимум которых приходится на живетский век. На континенте начинает формироваться расчленённый рельеф, происходит переотложение продуктов разрушения кор выветривания. В раннем эйфеле продолжалось формирование краевого поднятия, отделявшего с востока от океана внутренней аккумулятивно-осадочный бассейн. [9] Аккумуляция преимущественно терригенного материала происходила в условиях широко развитых приморских равнин. В позднем эйфеле море частично внедрилось внутрь континента, где началось карбонатное осадконакопление. Одновременно с образованием в океане новых окраинных бассейнов в пределах пассивной окраины продолжали нарастать движения сбросово-раздвигового характера. Происходит опускание Восточно-Европейского палеоконтинента, проявление вулканизма в районе Тиманского кряжа, заложение Печоро-Колвинского авлакогена, прогибание в области древнего Казанско-Кажимского (Вятского) авлакогена по вновь заложившимся разломам. Во внутреннем осадочном бассейне (включая шельфовые моря) существует карбонатно-терригенное осадконакопление.

На этапе поздний девон (фамен) – ранний карбон (турне) развитие некомпенсированных прогибов происходило в заданном ранее режиме. При этом все рукава ККСР, поперечные восточному краю Восточно-Европейского палеоконтинента, впадали в окраинноконтинентальные задуговые моря. Это обстоятельство приводило к активной циркуляции течений на шельфе палеоконтинента и создавало благоприятную эколого-гидрогеологическую обстановку для разрастания карбонатных построек, особенно в пределах внутренних бортов некомпенсированных прогибов. Видимо, аналогичные системы некомпенсированных прогибов могли формироваться и в самих задуговых морях, осадочные комплексы которых частично сохранились, например, в зоне Новопортовского карбонатного массива.

В среднекаменноугольно-раннетрансовое время происходило столкновение пассивной окраины с островными дугами и микроконтинентами, формировался Уральский ороген столкновения, предорогенный прогиб, зоны надвигов.

На этапе позднего триаса-кайнозоя осуществлялось изостатическое выравнивание, преобладали вертикальные тектонические движения, приведшие к оформлению современного структурного плана.

Описание условий осадконакопления продуктивных горизонтов, использованных для проведения палинспастической реконструкции, представлено в разделе 4.3 главы 4.

3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

3.1 Изученность бурением

Кулешовский участок в нефтегазоносном отношении расположен в пределах Кулешовско-Малаховского НГР Самарской области на границе с Бобровско-Покровской ЗНГН Северо-Бузулукского НГР Оренбургской области. Вблизи Кулешовского месторождения расположены такие месторождения как: Бариновско-Лебяжинское, Утевское, Зуевское, Верхне-Ветляное, Бобрыкинское, Баженовское, Первомайское, Ерыклинское и др.

Кулешовское месторождение относится к числу крупнейших в Самарской области. Геологический разрез месторождения сложен отложениями девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возрастов общей толщиной 3700 м.

Изученность бурением отдельных частей Кулешовского месторождения неравномерна. Сравнительно слабо изучена самая нижняя часть разреза - среднего и верхнего девона, где выявлены промышленные залежи нефти в пласте DIV – на Западном куполе, в пласте Dk – на Отрожном поднятии. По материалам ГИС выделены нефтенасыщенные интервалы в пласте DIV на Центральном куполе и в пласте Dk на Благодаровском и Корнеевском поднятиях.

Освещенность бурением вышележащих отложений верхнего девона и нижнего карбона, особенно карбонатных отложений турнейского яруса, терригенных пород бобриковского горизонта и сульфатно-карбонатных осадков окского надгоризонта, достаточно высокая. Промышленные залежи нефти были открыты на Западном куполе в пластах Б2 бобриковского горизонта, а также в пластах О1+О2, О3, О4, О5 окского надгоризонта. Кроме того, залежь открыта на Корнеевском поднятии в пласте О2. В пласте В1 турнейского яруса и Б2 бобриковского горизонта по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные интервалы на Благодаровском поднятии.

Наиболее изучены бурением карбонатные отложения башкирского яруса, а также терригенные отложения верейского горизонта. На Западном куполе открыта небольшая залежь в пласте А5 в серпуховском ярусе. Самые крупные залежи нефти открыты в пластах А4 башкирского яруса и А3 верейского горизонта на Центральном куполе. Кроме того, промышленные залежи нефти в пластах А4 и А3 открыты на Западном и Благодаровском поднятиях. Пласт А2 промышленно нефтеносен на Западном и

Центральном куполах. Перспективные залежи нефти по материалам ГИС выявлены в пласте А2 на Центральном куполе, а также на Благодаровском поднятии.

3.2 Нефтегазоносные комплексы

На Кулешевской площади в пределах изучаемого интервала разреза залежи нефти содержатся в эмско-франском (I НГК), франско-турнейском (II НГК), визейском (III НГК), окско-башкирском (IV НГК) нефтегазоносных комплексах.

3.2.1 Эмско- франкский НГК

Эмско-франский НГК выделен в объеме эйфельского яруса (пласт DV'), воробьевского (пласт DIV), ардатовского (пласт DIII'), пашийского (пласт DI) и тиманского (пласт Dk) горизонтов.

Пласт DV' эйфельского яруса

На юго–восточном склоне Корнеевского участка Кулешовского выступа кристаллического фундамента появляются терригенно-карбонатные отложения эйфельского яруса, в кровельной части которого были прослежены нефтенасыщенные песчаники пласта DV'. Пласт развит в пределах юго- восточной части Корнеевского поднятия и выклинивается к северу в сторону выступа фундамента. На всех других поднятиях Кулешовского поднятия пласт DV' отсутствует. Литологически пласт представлен песчаниками неравномерно глинистыми, слабопроницаемыми, нефтенасыщенными, местами плотными. Тип залежи пластовый, тектонически экранированный. В сводовой части пласт отсутствует в связи с развитием здесь выступа кристаллического фундамента.

Количество проницаемых прослоев в пределах продуктивной части пласта меняется от 1 до 4, а их толщина - от 0,7 до 10,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 4,2 до 10,5 м, пористость 12 %, проницаемость 0,018 мкм².

Пласт DIV воробьевского горизонта

Среди глинисто-алевролитовой пачки воробьевских слоев залегают песчаники пласта DIV. Залежи нефти пласта DIV приурочены к небольшим поднятиям Западного и Центрального куполов. Покрышкой является пачка (15-25 м) глинисто-алевролитовых пород, залегающих в подошве ардатовского горизонта. Тип залежи пластовый, литологически экранированный. В самой сводовой части Центрального купола пласт отсутствует в связи с развитием здесь локального выступа кристаллического фундамента.

В пределах нефтенасыщенной части пласта выделяется один проницаемый прослой, толщина которого составляет 4,8 м, пористость 12 %, проницаемость 0,018 мкм².

Пласт DIII' ардатовского горизонта

Среди мощной пачки глинистых отложений ардатовского горизонта залегает песчаный пласт DIII'. Залежь нефти пласт DIII' установлена только на Центральном куполе. На Западном куполе пласт DIII' уплотнен, а на Благодаровском поднятии по данным ГИС выделяются два возможно нефтенасыщенных прослоя, однако оценить их коллекторские свойства невозможно по причине отсутствия необходимого комплекса ГИС. . Тип залежи пластовый, литологически экранированный. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 3,9 до 11,3 м, пористость 16 %, проницаемость 0,147 мкм².

Пласт DI пашийского горизонта залегает в кровельной части пашийского горизонта. Покрышкой служит глинистая толща и пачка заглинизированных карбонатных пород, залегающих в подошвенной части тиманского горизонта.

На Кулешовском месторождении залежи нефти в пласте DI установлены на Отрожском, Благодаровском и Корнеевском поднятиях. На Центральном и Западном куполах они отсутствуют.

Тип залежи пластовый, литологически экранированный. Количество проницаемых прослоев в пределах продуктивной части пласта меняется от 1 до 4, а их толщина - от 0,5 до 9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 0,6 до 15,3 м, пористость 14 %, проницаемость 0,065 мкм².

Пласт Dk тиманского горизонта приурочен к песчаникам, которые залегают среди глин в верхней части тиманского горизонта. Покрышкой служит глинисто-алевролитовая пачка пород толщиной 15 м, залегающая в кровле тиманского горизонта. Пласт Dk продуктивен на Верхне-Ветлянском и на Зуевском месторождениях, расположенных западнее участка. На Кулешовском месторождении предполагается перспективная залежь нефти пласта Dk на Благодаровском поднятии. Тип залежи пластовый, литологически экранированный. В пределах продуктивной части пласта выделяется один эффективный нефтенасыщенный пропласток толщиной 3,6 м, пористость 14 %, проницаемость 0,065 мкм².

3.2.2 Франско-турнейский НГК

Франско-турнейский НГК выделен в объеме турнейского яруса (пласт B1).

Верхнефранские и фаменские отложения на участке по данным ГИС сложены непроницаемыми заглинизированными карбонатами с плотными прослоями.

Пласт В1 турнейского яруса приурочен к верхней части турнейского яруса, сложенного преимущественно карбонатными породами – известняками темно-серыми, глинистыми, органогенными, иногда сильно перекристаллизованными, крепкими, прослоями кавернозными и неравномерно пористыми и глинами черными, уплотненными. Покрышкой залежи служат глинистые породы нижней части бобриковского горизонта толщиной около 15-20 м.

Перспективная залежь нефти предполагается по материалам ГИС только на Благодаровском поднятии. На Западном и Центральном куполах нефтенасыщение отмечается лишь в единичных скважинах.

Нефтеносность этой залежи выявлена по материалам ГИС, данными опробования не подтверждена, керн из нефтенасыщенной части пласта не отбирался.

Количество проницаемых прослоев в пределах продуктивной части пласта меняется от 1 до 2, а их толщина - от 1,4 до 5,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 2 до 3,9 м, пористость 12 %, проницаемость 0,005 мкм². Тип залежи пластовый, литологически экранированный. (рис. 6)

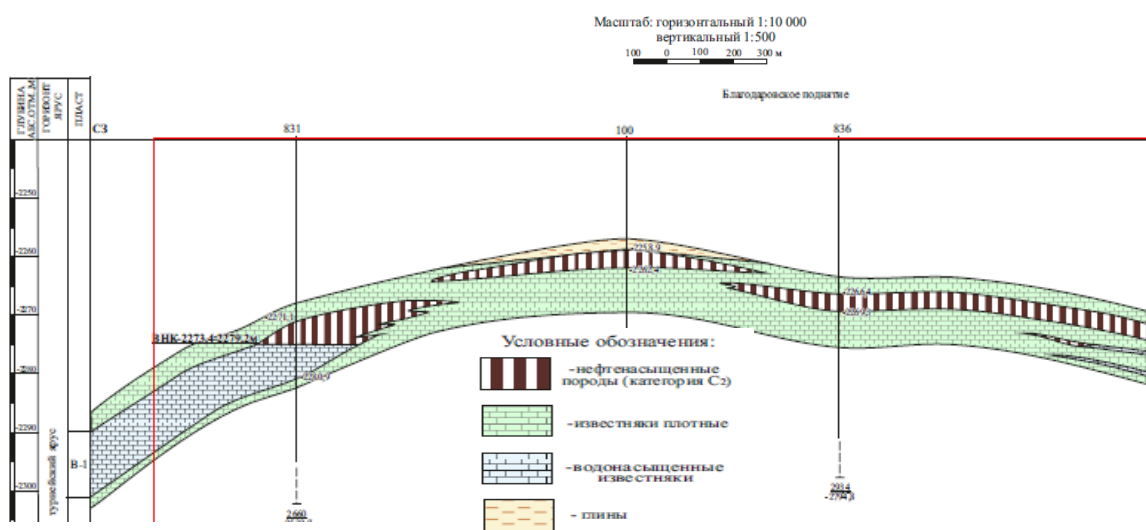


Рисунок 6. Геолого-литологический профиль продуктивного пласта В-1 турнейского яруса [15]

3.2.3. Визейский НГК

Визейский нефтегазоносный комплекс выделен в объеме бобриковского (пласт В2) и тульского (пласт В0) горизонтов.

Пласт В2 бобриковского горизонта приурочен к песчаникам, залегающим в верхней части бобриковского горизонта среди глинистых отложений. Песчаники

кварцевые, мелкозернистые, с карбонатным цементом. Покрышкой залежи служит глинисто-алевролитовая пачка пород в кровельной части бобриковского горизонта и карбонатная толща нижней части тульского горизонта («тульская плита») суммарной толщиной около 40 м.

Пласт образует залежи пластового типа, иногда литологически ограниченные, пористость 18 %, проницаемость 0,628 мкм².

На Кулешовском месторождении залежь нефти выявлена только на Западном куполе. На Центральном куполе и Благодаровском поднятии по данным ГИС нефтенасыщение отмечается только в единичных скважинах.

Пласт Б0 тульского горизонта приурочен к песчаникам, которые залегают среди карбонатно-глинистых отложений тульского горизонта. Пласт Б0 нефтеносен только на Западном куполе. На Центральном куполе и Благодаровском поднятии пласт по данным ГИС водонасыщен или замещен плотными породами.

3.2.4 Окско-башкирский НГК

Окско-башкирский нефтегазоносный комплекс выделен в объеме окского надгоризонта (пласты О1-5), серпуховского (пласт А5) и башкирского (пласт А4) ярусов.

Пласты О1+О2, О3, О4, О5 окского надгоризонта сложены доломитами, реже известняками, разобщенными ангидритами и ангидритизированными доломитами, являющимися локальными или зональными покрышками. Сульфатно-карбонатные породы окского надгоризонта, в верхней части которого и залегают пласты-коллекторы, перекрыты 30-метровой глинистой пачкой тарусского горизонта – региональной покрышкой.

Залежи нефти в отложениях окского надгоризонта выявлены на Западном куполе (пласты О1-5) и на Корнеевском поднятии (пласт О2). На Центральном куполе и Благодаровском поднятии окские пласты по данным ГИС водонасыщены или замещены плотными породами.

Количество проницаемых прослоев в пределах продуктивной части пласта меняется от 1 до 4, а их толщина от 0,4 до 4,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,6 до 4,4 м, пористость 10 %, проницаемость 0,032 мкм².

. Тип залежи пластовый, литологически экранированный..

Пласт А5 серпуховского яруса выделяется в кровельной части серпуховского яруса и сложен карбонатными породами, представлен пористыми известняками и

доломитами. Пласт нефтенасыщен только на Западном куполе. На Центральном куполе и Благодаровском поднятии он по данным ГИС водонасыщен.

Пласт А4 башкирского яруса выделяется в кровельной части башкирского яруса и сложен, в основном, мелкокристаллическими, кавернозными и участками трещиноватыми известняками. Пласт отличается значительной неоднородностью. Изолирующей покрывкой служат глины верейского горизонта.

На Кулешовском участке пласт А4 промышленно нефтеносен на Западном и Центральном куполах, а также на Благодаровском поднятии. Залежи массивного типа (рис. 7).

В пределах нефтенасыщенной части на Благодаровском поднятии пласт состоит из 1–5 проницаемых прослоев, а толщина этих прослоев изменяется от 0,6 до 16,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,8 до 17,8 м, пористость 11—34 %, проницаемость 0,044—0,108 мкм².

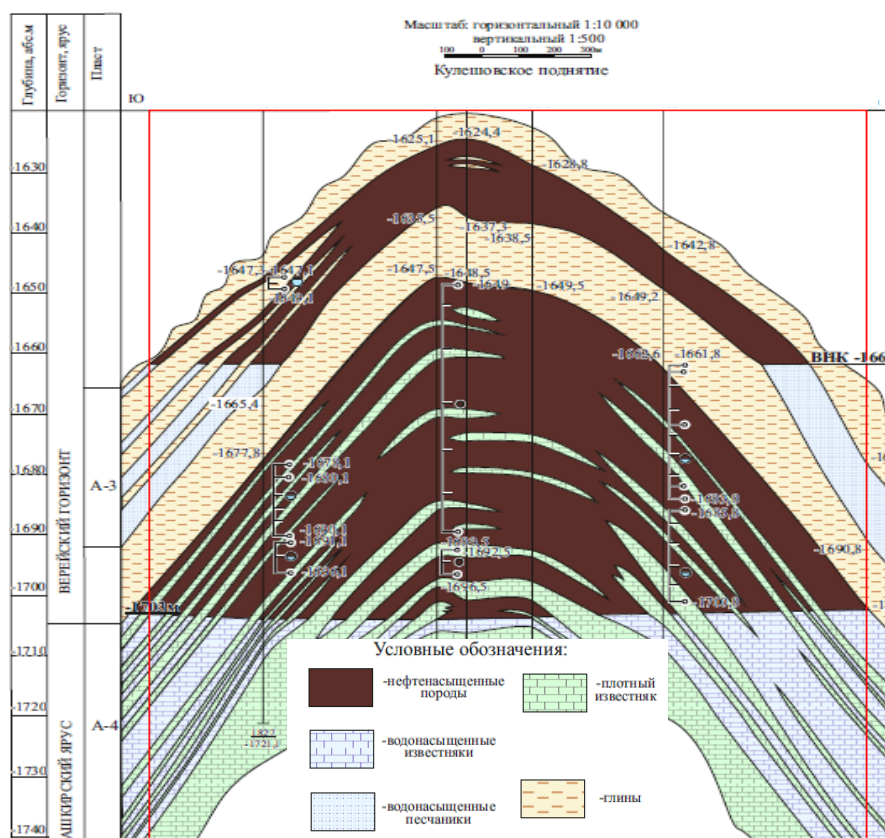


Рисунок 7. Геолого-литологический профиль продуктивных пластов А-3 верейского горизонта и А-4 башкирского яруса [15]

3.2.5 Вере́йский НГК

В разрезе верейского НГК выделяются терригенные пласты верейского горизонта, литологически представленные серыми, мелкозернистыми песчаниками. Песчаники образуют три разобщенных пласта (A3, A2, A1), имеющих промышленное значение. Песчаные пласты A2 и A1 непостоянны по толщине и местами замещаются по простиранию глинами.

Пласт A1 приурочен к кровельной части верейского горизонта, покрывкой для него служат вышележащие плотные, непроницаемые известняки каширского горизонта. На Кулешовском месторождении пласт A1 нефтенасыщен на Центральном куполе. На Благодаровском поднятии по данным ГИС пласт A1 водонасыщен. Залежь пласта связана с линзами песчаников, залегающими среди плотных глинистых пород. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 0,8 до 15,4 м, пористость 19 %, проницаемость 0,062 мкм².

Залежь пластовая, литологически экранированная.

Терригенные пласты A2 и A3 расположены в средней и нижних частях верейского горизонта. На Кулешовском месторождении пласт A2 нефтенасыщен на Западном и Центральном куполах, а пласт A3 нефтенасыщен на Кулешовском и Благодаровском поднятии.

Пласт A2 расположен в средней части верейского горизонта и состоит из отдельных линз песчаника, которые разобщены между собой, что затрудняет их корреляцию, пласт отсутствует в пределах восточного и юго-восточного крыльев Кулешовской структуры. Пласт A2 от пласта A1 отделяется пачкой глинистых пород, ее толщина составляет 1,9-13,2 м на Центральном куполе и 5,7–16,7 м на Благодаровском поднятии. Нефтенасыщенность пласта A2 установлена на Центральном куполе и перспективна на Благодаровском поднятии.

На центральном куполе проницаемые прослои пласта A2 по площади не выдержаны, нередко замещаются плотными, непроницаемыми породами и образуют изолированные и замкнутые линзы

На Благодаровском поднятии нефтеносность пласта A2 выявлена по материалам ГИС. Опробование не проводилось. Керна из нефтенасыщенной части пласта не отбирался.

В продуктивной части пласта количество проницаемых прослоев меняется от 1 до 3, а их толщина - от 0,8 до 3,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,1 до 4,9 м, пористость 15 %, проницаемость 0,005 мкм².

Тип залежи пластовый, литологически экранированный. Отмечается наличие обширных зон замещения на западе и востоке залежи.

Пласт А3 верейского горизонта приурочен к нижней части песчано-глинистых отложений верейского горизонта. Нефтяные залежи в пласте А3 установлены на Западном и Центральном куполах и Благодаровском поднятии. Тип залежи пластовый, литологически-экранированный. (рис. 7)

В пределах нефтенасыщенной части на Благодаровском поднятии пласт состоит из 1–5 проницаемых прослоев, а толщина этих прослоев изменяется от 0,7 до 24,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,5 до 24,3 м, пористость 11–26 %, проницаемость 0,172 мкм².

3.3. Состав нефти и растворенного газа

Физико-химические свойства нефтей месторождения изменяются вверх по разрезу. Наиболее легкие малосернистые нефти характерны для девонских отложений: плотность 0,792-0,794 г/см³, содержание серы 0,21-0,37 %, парафина 4,9-5,6 %. В каменноугольных и нижнепермских отложениях плотность нефти колеблется от 0,804 до 0,833 г/см³, содержание серы 0,67-1,42%, среднее содержание парафина составляет 5,25 %. Начальные дебиты: в нижней перми 6 т/сут нефти и 21,5 тыс. м³/сут газа; в гжельском горизонте 60 т/сут нефти, верейском — до 196 т/сут, башкирском ярусе — 44—310 т/сут, девоне — 70 т/сут. Растворенный в нефти газ тяжелый, жирный, содержит 56 % гомологов метана. В газе содержится до 2,8% сероводорода. Газовый фактор 23,5-221 м³/т. [4,15]

4 ПАЛИНСПАСТИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ

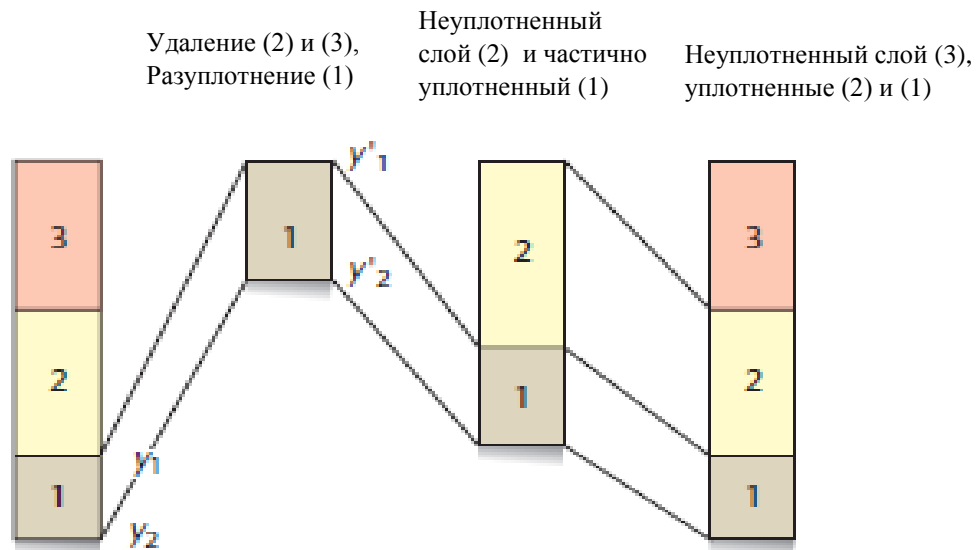
4.1 Основы метода исследования

Глубины стратиграфического горизонта во времени отчасти являются результатом нагрузки вышележащих осадков. Восстановление доскладчатого состояния (backstripping method) – это метод снятия этого эффекта осадконакопления, чтобы выявить движущую силу тектонического погружения с предположением, что это происходит в морском бассейне. Он основан на том, что шаг за шагом, погоризонтно в ретроспективе с учетом накопления и уплотнения осадка, изостазии, колебаний уровня Мирового океана, восстанавливается история погружения бассейна.

Восстановление истории погружения бассейнов включает в себя процесс разуплотнения слоев, предложенный Дж. Склэтером и П. Кристи в 1980 г. [11]. Породы в процессе захоронения уплотняются под воздействием литостатического давления; при этом их объем сокращается за счет уменьшения объема пор. Так, первичная толщина осадочного слоя, то есть толщина в момент завершения его осадконакопления, и современная толщина, образовавшаяся после литификации осадка, могут отличаться в несколько раз. Величина уплотнения зависит от многих причин, в частности, от гранулометрического и минерального составов осадка, физико-химических и термодинамических условий, в которых происходило его уплотнение и т. д.

Разуплотнение является важнейшей процедурой для удаления эффектов уплотнения и уменьшения толщины слоя и средней пористости в течении погружения бассейна. С помощью рассматриваемого процесса глубины горизонтов можно представить, как функцию времени. А также процесс позволяет восстановить современные толщины, используя зависимость пористости от глубины для каждого литологического типа. Степень уплотнения определяется многими факторами (начальной пористостью, упаковкой зерен породы, литологическим составом, глубиной захоронения, избыточным давлением поровой жидкости, процессами диагенеза и катагенеза и т. п.). Однако, можно использовать закономерности уменьшения пористости с глубиной для разных типов пород, определяемые статистически — на основании большого количества измерений по скважинным данным.

Основы метода разуплотнения, предложенный Складтером и Кристи приводятся следующие. Рассмотрим осадочный слой на современных глубинах y_1 и y_2 , которые



должны быть перемещены вертикально на новые более мелкие глубины y_1' и y_2' (рис. 8)

Рисунок 8. Принципиальная схема выполнения процедуры разуплотнения [11]

Количество заполненного водой порового пространства V_w между глубинами y_1 и y_2 представляет собой просто пористость, интегрированную по интервалу глубины

$$V_w = \int_{y_1}^{y_2} \phi_0 e^{-cy} dy \quad (1)$$

где ϕ_0 - поверхностная пористость, а c - постоянная глубины для уменьшения пористости, которая при интегрировании дает

$$V_w = \frac{\phi_0}{c} \{ \exp(-cy_1) - \exp(-cy_2) \} \quad (2)$$

Так как общий объем осадочного слоя (V_t) представляет собой сумму объема пор, заполненных водой (V_w), и объема осадочных зерен (V_s), то

$$V_s = V_t - V_w \quad (3)$$

И из уравнения (2), учитывая единицу площади поперечного сечения, получаем

$$y_s = y_2 - y_1 - \frac{\phi_0}{c} \{ \exp(-cy_1) - \exp(-cy_2) \} \quad (4)$$

При проведении процедуры разуплотнения объем осадка остается неизменным, только объем воды расширяется. Высота воды в единичной площади осадочного столба, лежащего между глубинами y_1' и y_2' из уравнения (2)

$$y_w' = \frac{\phi_0}{c} \{ \exp(-cy_1') - \exp(-cy_2') \} \quad (5)$$

Новая разуплотненная толщина осадочного слоя представляет собой сумму толщины, обусловленную зернами осадков (уравнение (4)), а также из-за пустотного пространства, занятого водой (уравнение (5)). То есть,

$$y_2' - y_1' = y_s + y_w' \quad (6)$$

$$y_2' - y_1' = y_2 - y_1 - \frac{\phi_0}{c} \{ \exp(-cy_1) - \exp(-cy_2) \} + \frac{\phi_0}{c} \{ \exp(-cy_1') - \exp(-cy_2') \} \quad (7)$$

Мы получили общее уравнение разуплотнения.

Средняя пористость слоя для любой глубины:

$$\phi = \frac{\phi_0}{c} \cdot \frac{\exp(-cy_1') - \exp(-cy_2')}{y_2' - y_1'} \quad (8)$$

Методы определения глубин, основанные на использовании современных толщин пластов, которые можно наблюдать в обнажениях или в разрезах скважин, дают приблизительную, а иногда и очень далекую от истины оценку. В методе, который использовался в данной работе, при анализе тектонического погружения учитываются процессы изостазии, уплотнения осадка и пород, колебания уровня Мирового океана, которые, как и сама тектоника, в разной степени влияли на глубину палеобассейна.

Изостазия — это гидростатическое равновесное состояние земной коры. Термин был введен в 1889 г. К. Деттоном, хотя сами изостатические модели были предложены еще в 1855 г. Дж. Эри и Ф. Праттом [5]. Эти модели отличались тем, что по теории Ф. Пратта блоки земной коры имеют разные плотности и высоту, а по теории Дж. Эри -

одинаковую плотность и разную высоту. В первом случае блоки плавают на тяжелом субстрате (магме), во втором - погружаются в него на различную глубину.

Фундаментальная формула изостазии М. Стеклера и А. Уоттса [14], в основе которой лежит локальная модель изостазии по типу Эри, выглядит следующим образом:

$$Y = S^0 \left(\frac{\rho_m - \rho_s}{\rho_m - \rho_w} \right) + W_d - \Delta_{SL} \left(\frac{\rho_m}{\rho_m - \rho_w} \right) \quad (9)$$

где Y — тектоническое прогибание, S^0 — толщина накопившегося разуплотненного осадка, W_d — глубина бассейна к концу накопления осадка, Δ_{SL} — изменение уровня Мирового океана за время накопления осадка, ρ_m , ρ_w и ρ_s — плотности соответственно мантии, морской воды и осадка. (рис. 9)

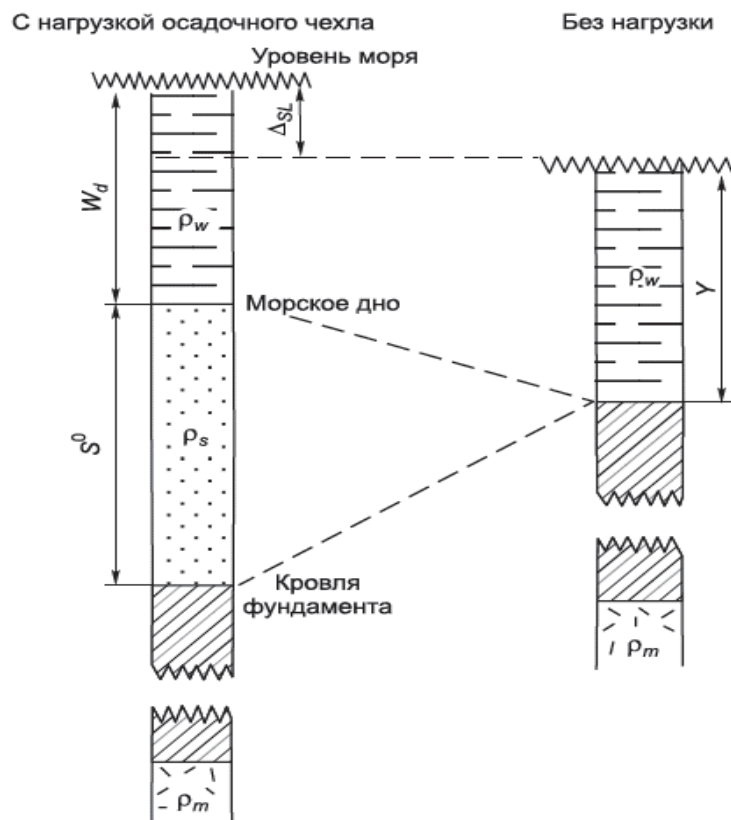


Рисунок 9. Схематическая диаграмма реконструированного седиментационного разреза с нагрузкой и без нагрузки осадочного чехла [3]

4.2 Подготовка исходных данных и методика реконструкции опорных горизонтов

Целью палеотектонического анализа изучаемой территории является оценка влияния конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов на формирование залежей нефти, который проводится на основе изучения изменения толщин стратиграфических пачек пород. Для такого анализа были выбраны наиболее устойчивые границы осадочного комплекса, имеющие покровный характер распространения и обеспечивающие наиболее полную седиментационную компенсацию депрессионных участков рельефа. Этим условиям в пределах Кулешовского участка в отложениях среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона отвечают отражающие горизонты: «D2vb», «D3tm», «D3fm», «C1t», «C1bb», «C1ok», «C2b», «C2vr».

Для каждого литологического типа были заданы осредненные механические параметры, такие как плотность, модуль Юнга, коэффициент Пуассона для выполнения процедур разуплотнения и построения достоверных реконструкций.

Помимо процедуры разуплотнения, выполнялась процедура восстановления доскладчатого состояния методом выпрямления поверхности ОГ до уровня океана, так как выбранные ОГ обеспечивают наиболее полную седиментационную компенсацию депрессионных участков рельефа, как было отмечено выше. Механизм процедуры заключается в простом вертикальном сдвиге: выбирался активный горизонт, который непосредственно подвергался процедуре выпрямления, и пассивные, которые перемещались вертикально вслед за активным на одно и то же расстояние (рис. 10). Таким образом, процедура восстановления доскладчатого состояния удаляет изостатический эффект.

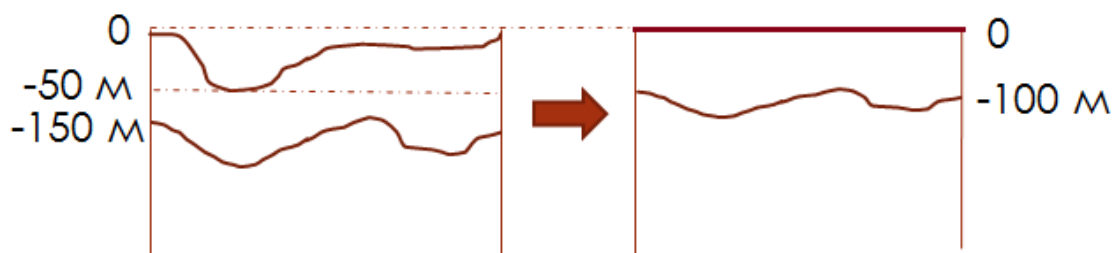


Рисунок 10. Принципиальная схема процедуры восстановления доскладчатого состояния

Процедуры разуплотнения и «выпрямления» подразумевают поэтапность их выполнения. Сперва поверхность ОГ была разуплотнена, на втором этапе выпрямлена, и этот цикл итерационно проделывался для каждого ОГ (рис.11).

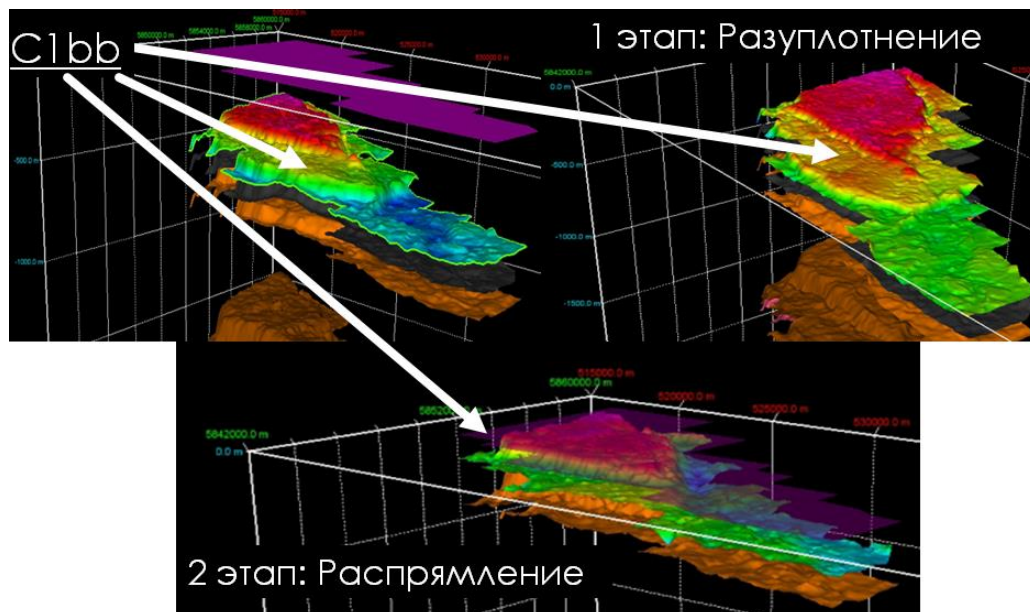


Рисунок 11. Поэтапное проведения процедур разуплотнения и восстановления доскладчатого состояния поверхностей, на примере ОГ «C1bb»

В качестве исходных данных были взяты поверхности отражающих горизонтов (ОГ) по результатам сейсморазведочных работ МОГТ- 3D в формате DAT файла. Для исследования необходимо было перевести данный формат в файлы объемных каркасов (DXF) с помощью программного комплекса Micromine (компания Micromine). После чего они уже были подгружены в программу MOVE (компания Midland Valley) для дальнейшей работы.

На участке работ для анализа и двухмерного представления результатов исследования были выбраны 4 линии разреза (рис. 12): три поперечных разреза северо-восточного простирания, проходящие через Евремовский, Благодаровский и Корнеевский поднятия, и один продольный (А-В) к Кулешовскому поднятию, проходящий одновременно через Евремовскую, Благодаровскую структуры.

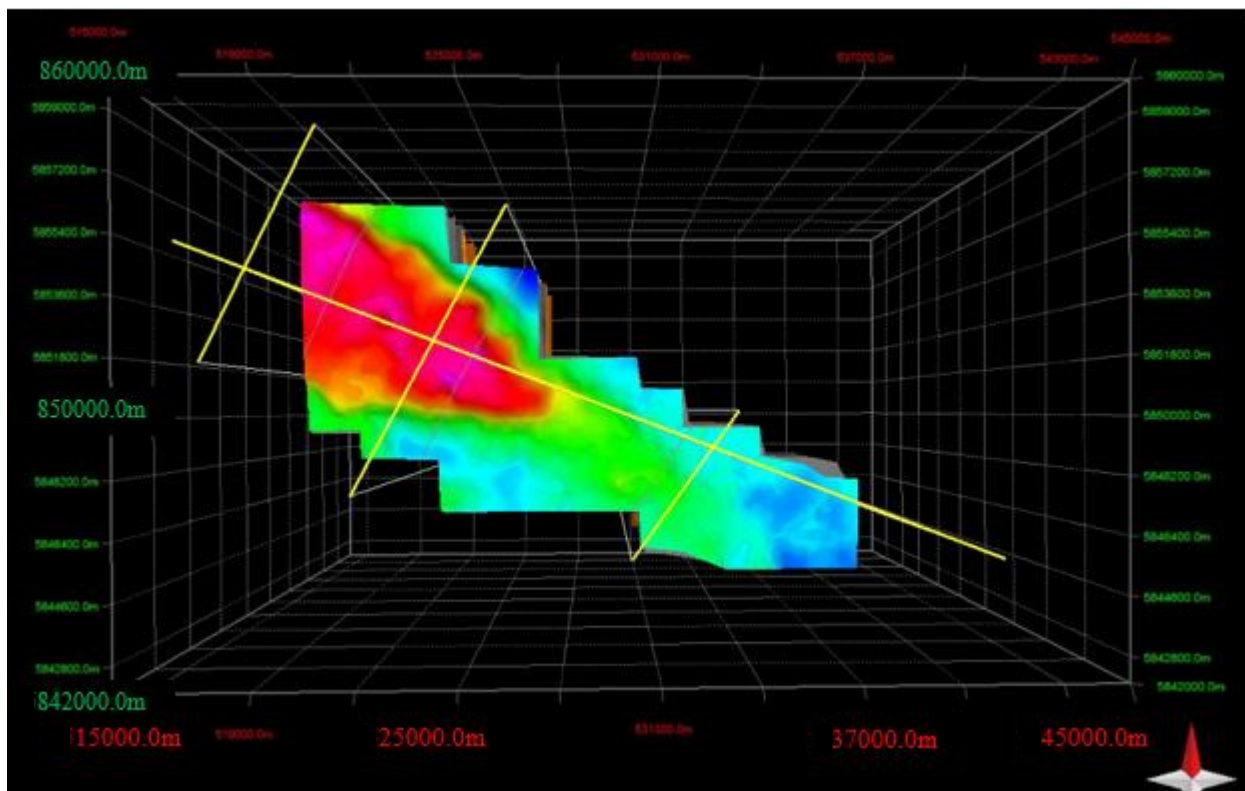


Рисунок 12. Линии разреза на участке работ (современный вид сверху ОГ C2vr)

Также для выполнения процедур разуплотнения и восстановления доскладчатого состояния был выполнен разрыв сплошности горизонтов на пересечении с разломами с целью избежать геометрических ошибок, лишней площади в процессе реконструкции. (рис. 13)

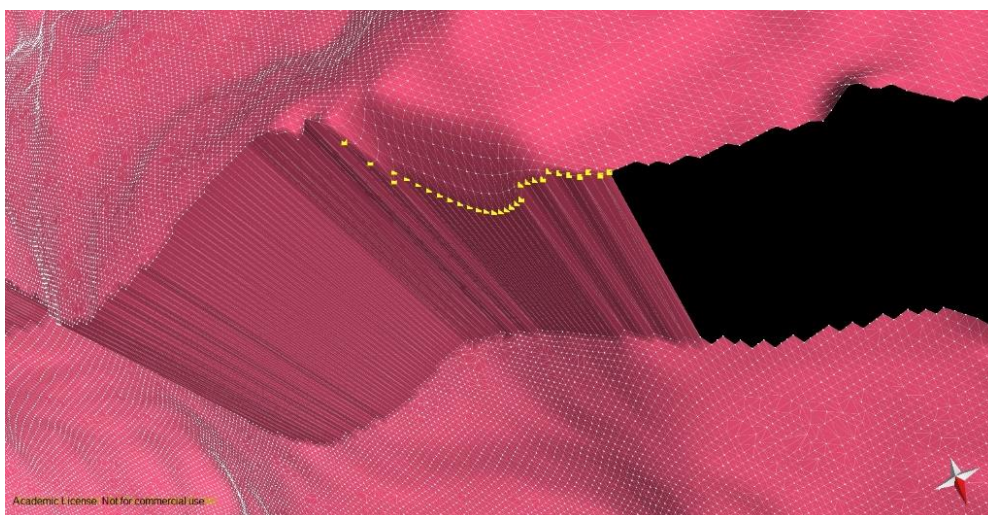


Рисунок 13. Разрыв сплошности горизонта методом удаления точек их соединения

Для наглядного представления результатов построения вертикальный масштаб был увеличен в 9 раз.

4.3 Анализ результатов палинспастической реконструкции

Поэтапное выполнение процедур разуплотнения и восстановления доскладчатого состояния ОГ, в первую очередь, дает нам информацию о палеоглубине бассейна на определенный момент времени. (табл. 1)

Таблица 1

Палеоглубины горизонтов после каждого этапа проведения процедур разуплотнения и «выпрямления»

	Глубина	Палеоглубины после разуплотнения / После «выпрямления», м							
C2vr	-1705	-990 /0	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
C2b	-1785	-1100 /-110	-60 /0	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
C1ok	-2120	-1525 /-535	-490 /-440	-185 /0	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
C1bb	-2400	-1850 /-860	-820 /-780	-590 /-400	-207 /0	-/-	-/-	-/-	-/-
C1t	-2440	-1916 /-926	-890 /-840	-650 /-460	-270 /-87	-50 /0	-/-	-/-	-/-
D3fm	-2540	-2034 /-1044	-1000 /-950	-765 /-575	-440 /-220	-190 /-160	-71 /0	-/-	-/-
D3tm	-3215	-2850 /-1860	-1830 /-1780	-1670 /-1480	-1430 /-1220	-1200 /-1160	-1130 /-1060	-590 /0	-/-
D2vb	-3380	-3045 /-2055	-2040 /-1990	-1900 /-1700	-1600 /-1440	-1420 /-1380	-1350 /-1280	-880 /-290	-250 /0
AR	-3420	-3090 /-2100	-2070 /-2020	-1930 /-1730	-1646 /-1490	-1470 /-1430	-1400 /-1330	-970 /-380	-286 /-107

По результатам проведенной реконструкции, выделяется несколько моментов перестройки архейского фундамента. Так, на момент накопления воробьевских отложений северо-западная часть фундамента находится на более высоком гипсометрическом уровне относительно её ЮВ части, о чём свидетельствует не только сама поверхность (рис. 14), но и изменение толщин воробьевских отложений (рис. 16). Далее происходит инверсия по разломам, на тиманский момент времени поверхность кристаллического фундамента характеризуется дифференцированным рельефом (рис. 15). Сокращенные (100-70 м) толщины описываемых отложений, свидетельствуют о том, что к концу тиманского времени на площади уже были заложены Благодаровское и Ефремовское (Восточное) палеоподнятия, объединенные с юга, а с севера разделенные слабовыраженным прогибом.

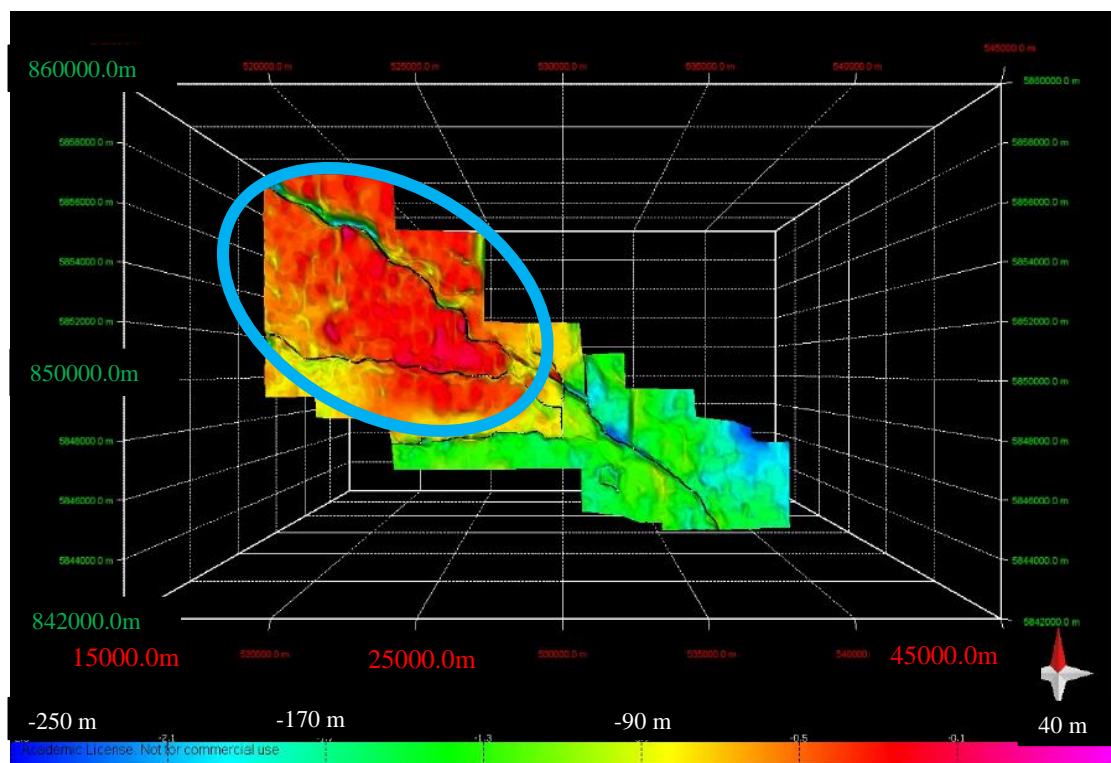


Рисунок 14. Поверхность AR-фундамента на момент времени D2vb

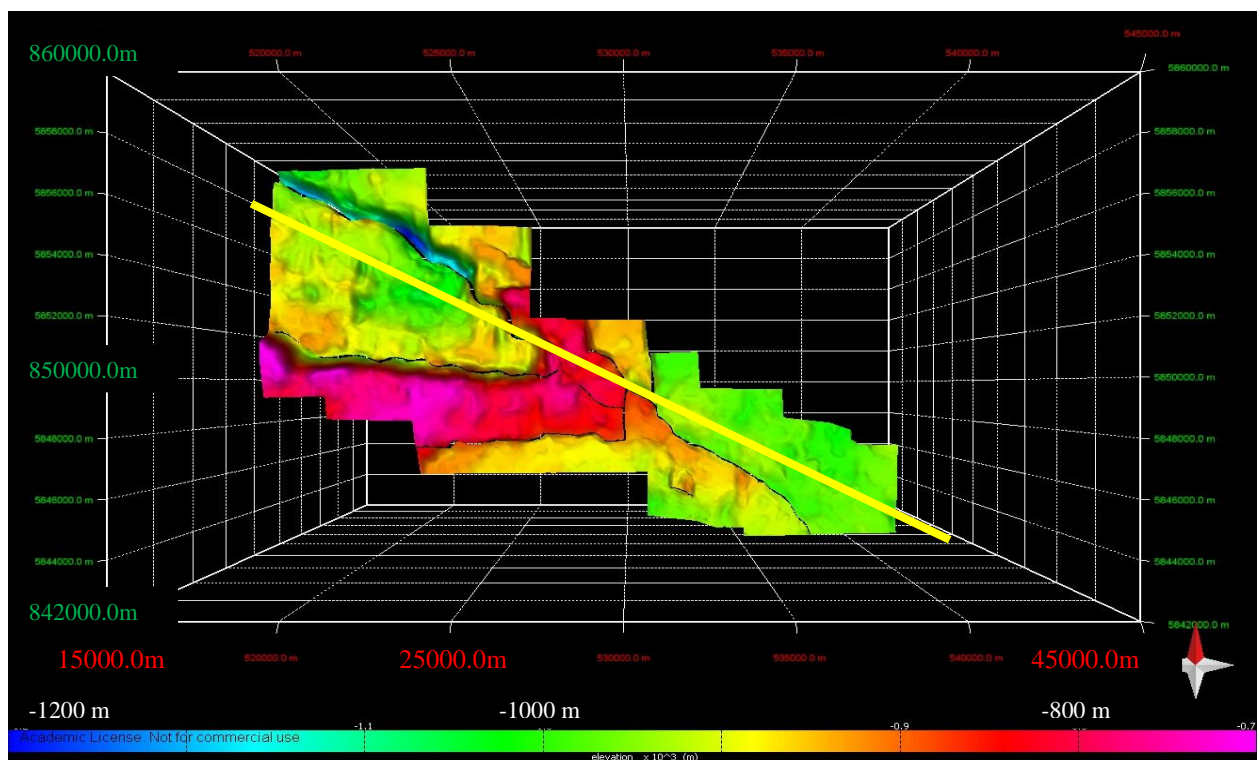


Рисунок 15. AR-фундамент на конец времени D3tm

Резкое изменение толщин терригенного девона в пределах площади от 70 до 240 м связано с их трансгрессивным залеганием на предварительно расчлененной тектоникой и эрозией поверхности кристаллического фундамента. Общая мощность и стратиграфическая полнота разреза девонских отложений сокращается на Ефремовском и Благодаровском палеоподнятиях, со стратиграфическим выклиниванием нижней части девонских осадков (рис. 16).



Рисунок 16. Разрез АВ на конец тиманского времени

В постиманское время происходит заполнение территории карбонатными осадками. Мощность интервала «D3tm-D3fm», согласно выполненным построениям, в пределах площади достигает 830 м.

Условия осадконакопления и особенности тектонического строения территории в этот период, во многом определялись формированием Муханово-Ероховского прогиба. Участок исследования приурочен к его внешней бортовой зоне и расположен в области развития фаменского карбонатного бортового биогермного массива. Активизация тектонических процессов происходила по тектонически мобильным шовным зонам параллельным борту прогиба. На ранних стадиях своего развития Муханово-Ероховский прогиб проявлялся как область некомпенсированного прогибания. Выполнение прогиба франко-фаменско-турнейскими осадками происходило с образованием седиментационных уступов, которые надстраивали друг друга, продвигаясь к его осевой зоне. [15]

Область увеличенных толщин расположена преимущественно в пределах западной части участка и в плане локализуется над положительными формами палеорельефа. Возможно, что эта зона увеличенных толщин, существовавшими в интервале («D3tm-D3fm») на конец фаменского времени (согласно условий осадконакопления), представляет интерес на поиски ловушек седиментационного (возможно рифогенного) типа. В современном структурном плане в этой зоне расположены Ефремовское и Благодаровское поднятия, что не исключает влияния на их формирование седиментационного фактора.

Турнейский век в пределах исследуемой территории отмечается в тектоническом плане относительно спокойным развитием («D3fm-C1t»). Условия седиментации были стабильными, и карбонатные отложения компенсировали сформировавшуюся к концу фаменского времени палеоповерхность.

Суммарная накопленная мощность турнейских отложений варьирует в пределах 70 – 100 метров. Зоны повышенных мощностей чередуются с зонами минимальных толщин, однако, максимально накопленные толщины фиксируются в западной части площади. Увеличение толщин карбонатных осадков до 100 м, связанное, возможно, с процессами биогермообразования, наблюдается на участках Благодаровской и Ефремовской палеоструктур. Корнеевское палеоподнятия оказывается сnivelированным карбонатными осадками (рис. 17).

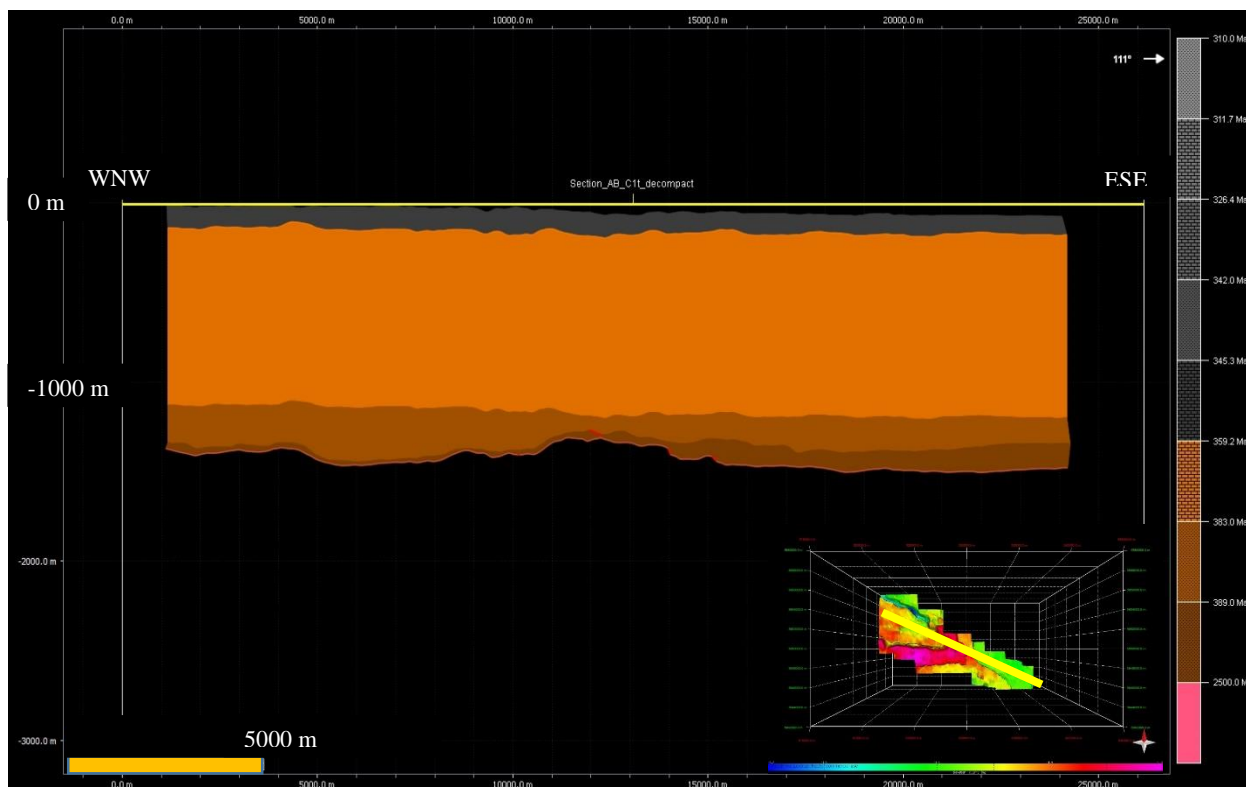


Рисунок 17. Разрез АВ на конец турнейского времени

В начале визейского века регрессия моря привела к формированию прибрежно-мелководных условий седиментации. В бобринское время в обмелевшем бассейне началось компенсационное терригенное осадконакопление, что привело к возвышению западной и прогибанию восточной частей участка работ (рис. 18). Эта перестройка структурного плана может иметь тектонический характер, так как возвышение западной и прогибание восточной части наблюдается на конец бобринского времени и в кровле фундамента, что является новым этапом инверсии его блоков (рис. 19)

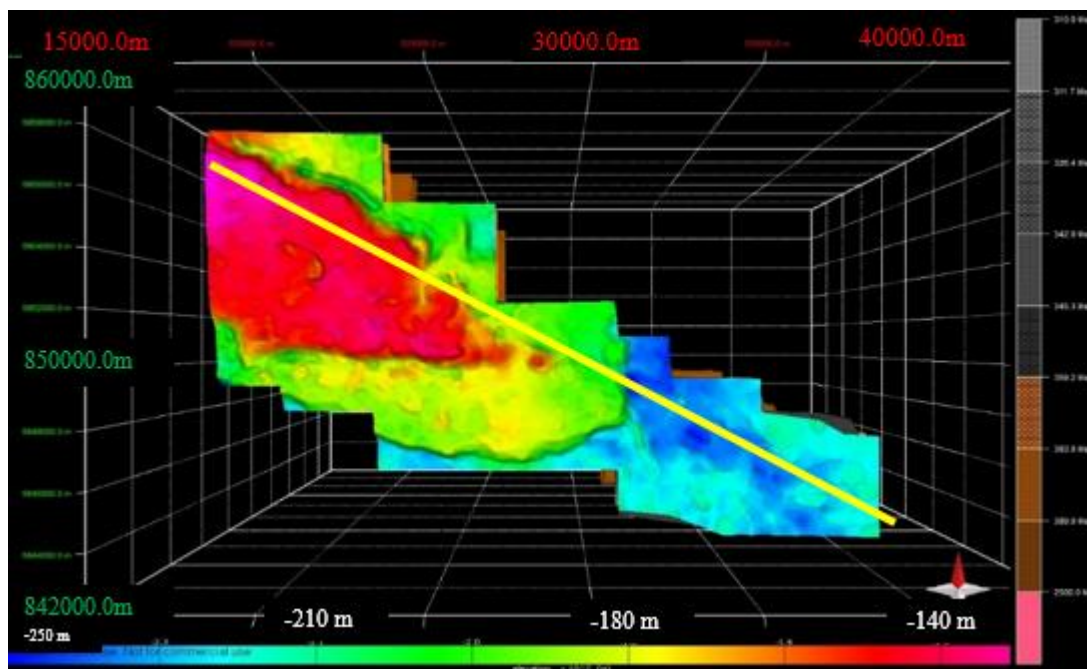


Рисунок 18. Поверхность отражающего горизонта C1bb на конец бобриковского времени (после уплотнения)

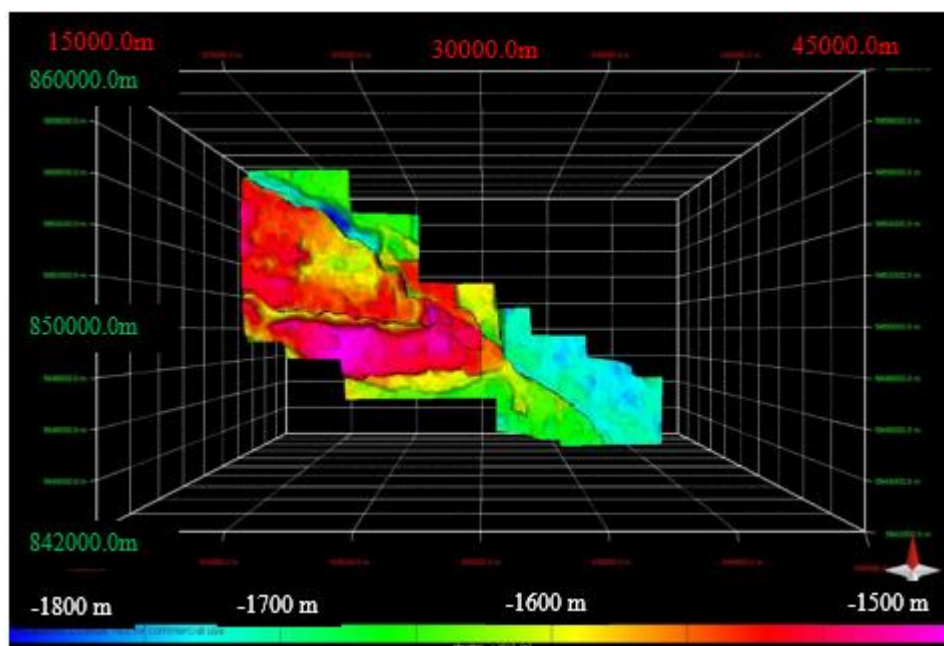


Рисунок 19. Поверхность AR-фундамента на конец бобриковского времени

Мощность отложений интервала C1t-C1bb изменяются в пределах участка от 20 м до 90 м. Область сокращенных толщин соответствует Ефремовской и Благодаровской приподнятой палеозоне (рис. 20).

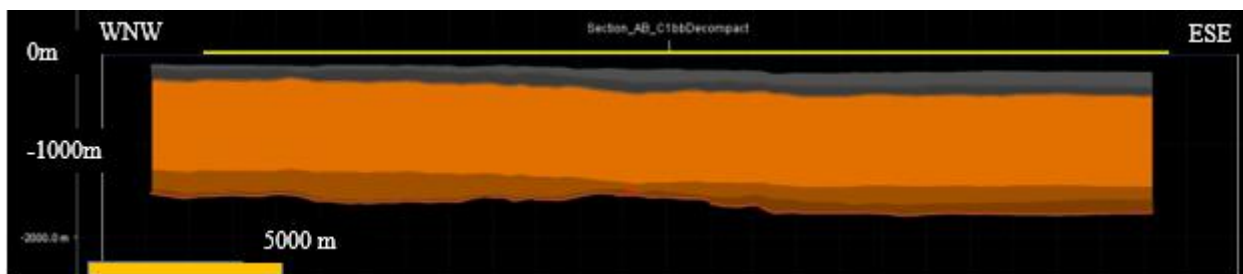


Рисунок 20. Разрез АВ на момент времени C1bb

Корнеевское поднятие располагается в пределах погруженной восточной части палеоповерхности. Увеличение толщин в восточной части связано, вероятно, с посттурнейским размывом или с развитием в пределах изучаемой площади эрозионных процессов. В образовавшихся ложбинах скапливался терригенный материал кожимского надгоризонта, приносимый водными потоками с возвышенных участков палеосуши.

В пределах исследованной территории ранневизейская толща представляет собой переслаивание алевролитов, глин и песчаников (песчанистость увеличивается вверх по разрезу). Это позволяет предположить, что в раннебобриковское время в условиях аллювиальной равнины здесь откладывались озерно-болотные глинистые отложения, а с развитием ранневизейской трансгрессии и близким расположением источников сноса терригенного материала происходило опесчанивание разреза верхней части бобриковских отложений. Результатом трансгрессии явилось накопление песчаного базального пласта Б2.

В процессе палеотектонического анализа было отмечено понижение в рельефе поверхности бобриковского горизонта. На первый взгляд, это связано с палеоруслами. Но после проведения процесса разуплотнения стало видно, что предполагаемые палеорусла отсутствуют (рис. 21). Поэтому, следует вывод о просадки песчаного материала в илы под действием уплотняющего и гравитационного факторов. Таким образом, в данной области могут находиться литологически-экранированные ловушки.

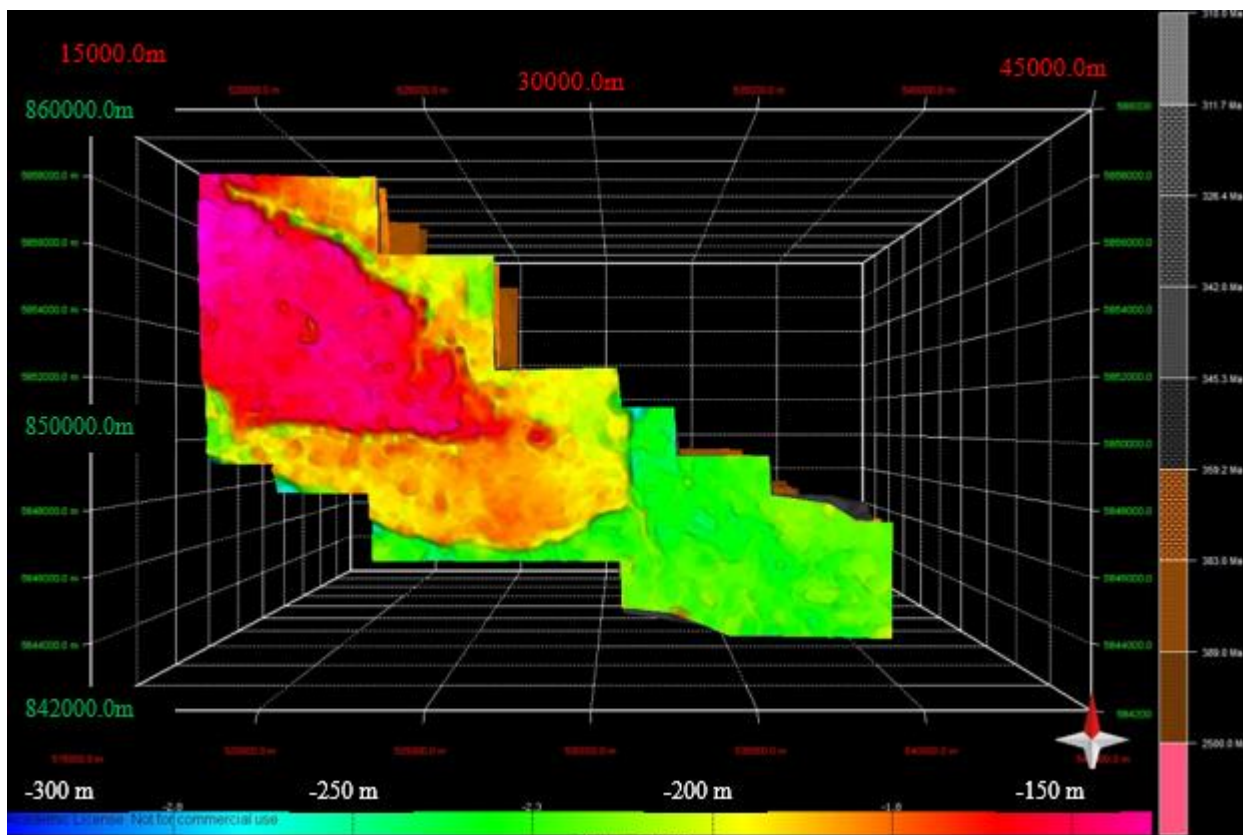


Рисунок 21. Поверхность бобриковского горизонта до уплотнения

Перестройка структурного плана, приведшая к развитию бобриковской трансгрессии, в тульское время сопровождается дальнейшим погружением дна бассейна седиментации и накоплением карбонатных илов, переслаивающихся с осадками глинисто-алевролитового состава. В верхнемихайловское и веневское время постоянство морского режима нарушалось изменением солевого состава вод, способствовавшего накоплению сульфатно-карбонатных осадков-доломитов и ангидритов, которое (согласно изменению мощности описываемого интервала) носит неравномерный характер. На это время приходится формирование окской ангидритовой платформы, в пределах которой отмечается увеличение мощности отложений окского надгоризонта. Увеличение мощности происходит за счёт пластов ангидритов, накопление которых происходило на участках повышенного залегания дна бассейна седиментации, которое, по мере накопления осадков, сопровождалось постепенным погружением. В конце окского времени происходит, очевидно, обмеление веневского морского бассейна. В условиях неглубокого моря участки приподнятого залегания дна бассейна седиментации могли выводиться в зону волнового движения вод и подвергаться неравномерному размыву, что могло приводить к формированию окских эрозионных останцов, для которых характерны увеличенные толщины описываемых отложений.

В восточной части участка в интервале «C1bb – C1ok» выделяется зона увеличенной мощности (от 340 до 360 м), которая в современном структурном плане соответствует окской ангидритовой платформе (рис. 22).

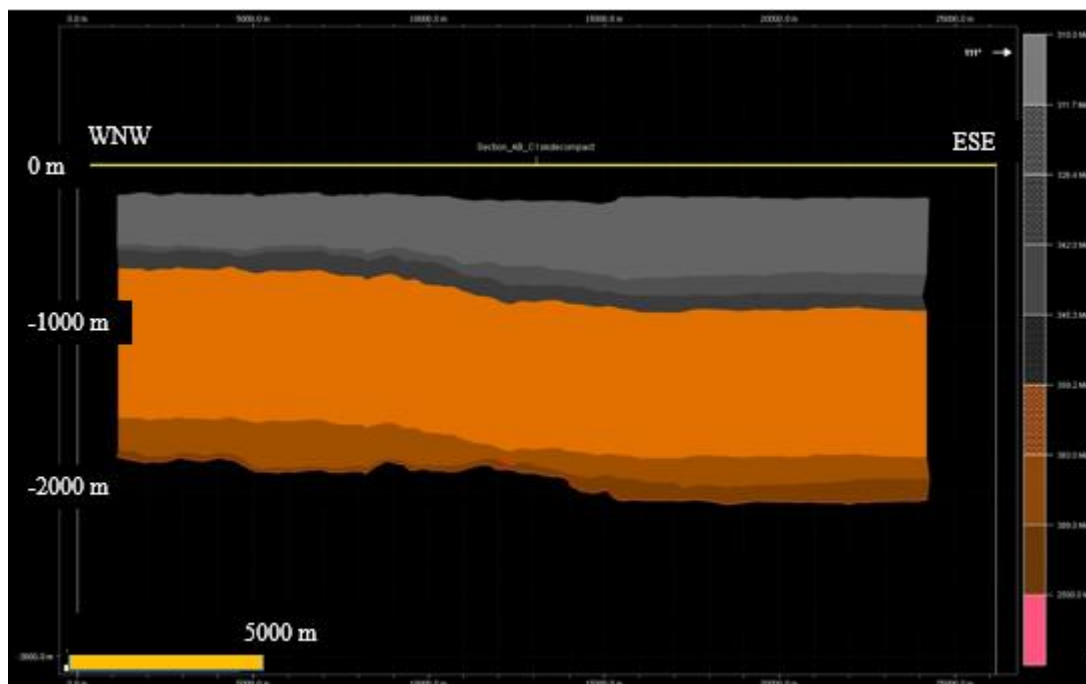


Рисунок 22. Разрез АВ на момент времени C1ok

В центральной части участка фиксируется область сокращенных толщин (от 290 до 270 м) указанного сейсмостратиграфического интервала. В этой зоне отмечается выклинивание окских пластов O1 и O2, а в ряде скважин Корнеевской площади также отсутствует и пласт O3.

Интервал «C1ok – C2b» характеризуется изменением мощности серпуховско-башкирских отложений от 290 до 380 м и даёт представление о строении кровли окского надгоризонта на конец башкирского времени (рис. 23). После кратковременной тарусской трансгрессии, в стешевское время условия осадконакопления были идентичны веневскому времени и сопровождалась накоплением сульфатно-карбонатных осадков. В башкирское время, в мелководном бассейне с нормальной солёностью, накапливались преимущественно карбонатные осадки, в основном, известняки. В это время условия осадконакопления были благоприятны для развития рифовых построек, которые, как правило, надстраивали рифовые постройки, сформированные в подстилающих отложениях, или осложняли сводовые, крыльевые, присводовые части поднятий, осложнявших дно бассейна седиментации.

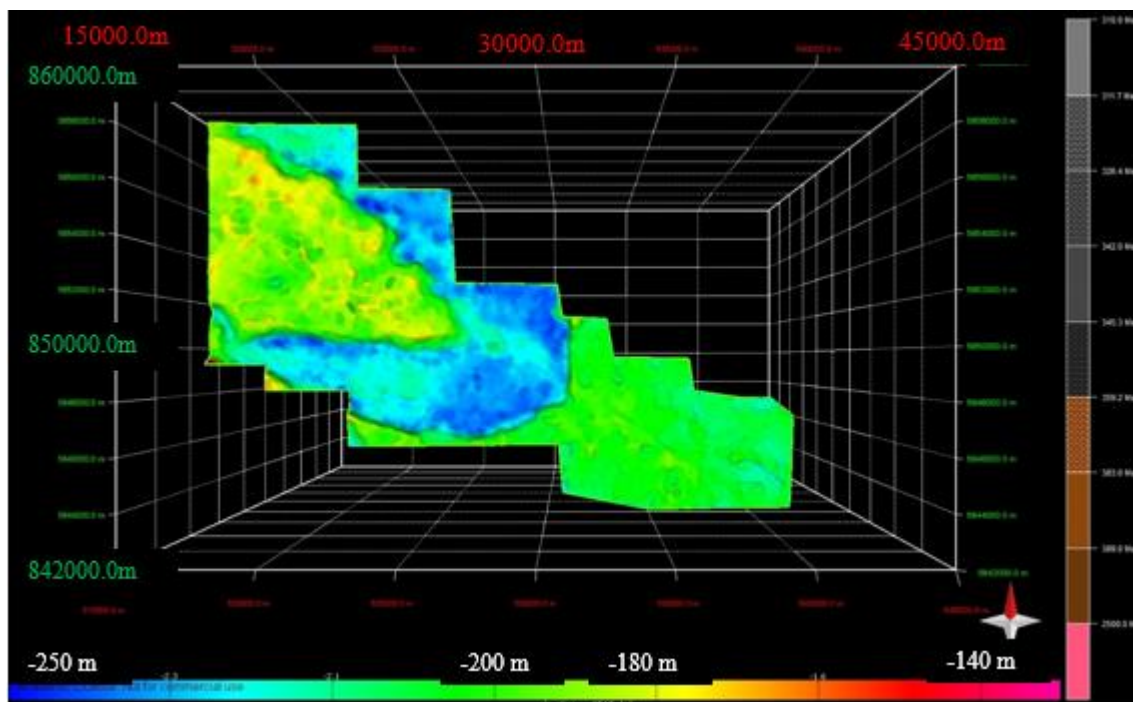


Рисунок 23. Поверхность отражающего горизонта C1ok на конец башкирского времени

На разрезе в данном сейсмостратиграфическом интервале в западной и восточной частях территории выделяются обширные области сокращенных толщин (290-310 м), центральная же часть участка характеризуется увеличением толщин до 350-380 м (рис. 24).

В течение всего серпуховско-башкирского времени («C1ok - C2b») происходит дальнейшее выполаживание всех структурных элементов. Западная и восточная части площади, занимающие наиболее приподнятое в палеоплане положение, отделены друг от друга прогибом, в пределах которого толщины накопленных осадков достигали 380 м. В пределах приподнятых участков палеоповерхности расположена Ефремовская и Благодаровская палеоструктуры, где на разрезе наблюдается сокращенная мощность отложений (290 м) (рис. 24).



Рисунок 24. Разрез АВ на конец башкирского времени

Крупная регрессия на границе башкирского и московского веков привела к смене палеогеографических и климатических условий формирования осадконакопления.

Разрез отложений интервала «C2b - C2vr» свидетельствует об изменении мощности терригенных отложений верейского возраста и характеризует поведение поверхности башкирского яруса на конец верейского времени. Согласно выполненным построениям мощность отложений верейского горизонта изменяется в пределах площади от 80 до 110 м, что говорит о слабой расчленённости поверхности башкирского яруса на конец верейского времени. (рис. 25)

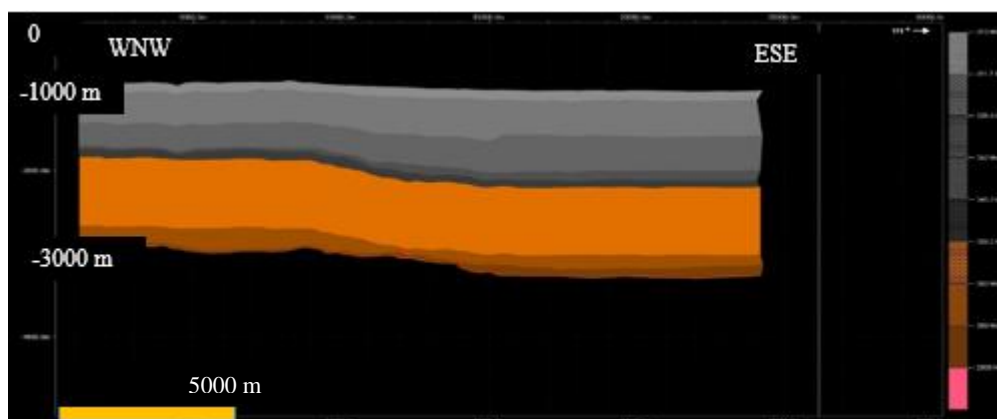


Рисунок 25. Разрез АВ на конец верейского времени

Неоднократная перестройка блоков фундамента вызывает интерес о формировании ловушек вдоль широтных разломов древних куполов.

Так, на рисунках 26, 27 и 28, на которых представлен благодаровский разрез, можно проследить эволюцию ловушек структурно-дизъюнктивного типа вдоль широтных разломов. Помимо разломного фактора, определяющего условия формирования ловушек данного типа, важно учитывать и литологический фактор, который проявляется в ограниченном распространении за счёт замещения пластов-коллекторов непроницаемыми породами.

Ловушка в воробьевских отложениях сформировалась на окский момент времени. Дальше она немного видоизменялась, но в целом была сохранена, никаких тектонических подвижек блоков уже не наблюдалось.

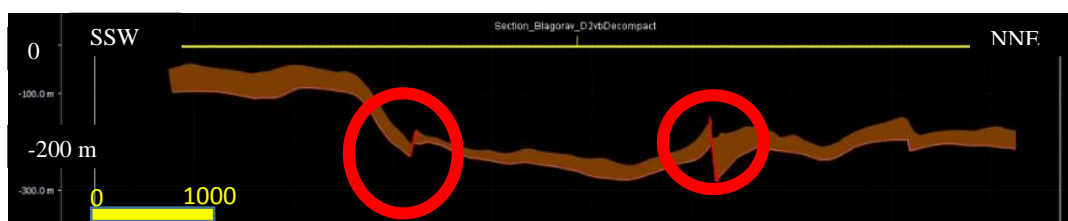


Рисунок 26. Благодаровский разрез воробьевских отложений на конец времени D2vb

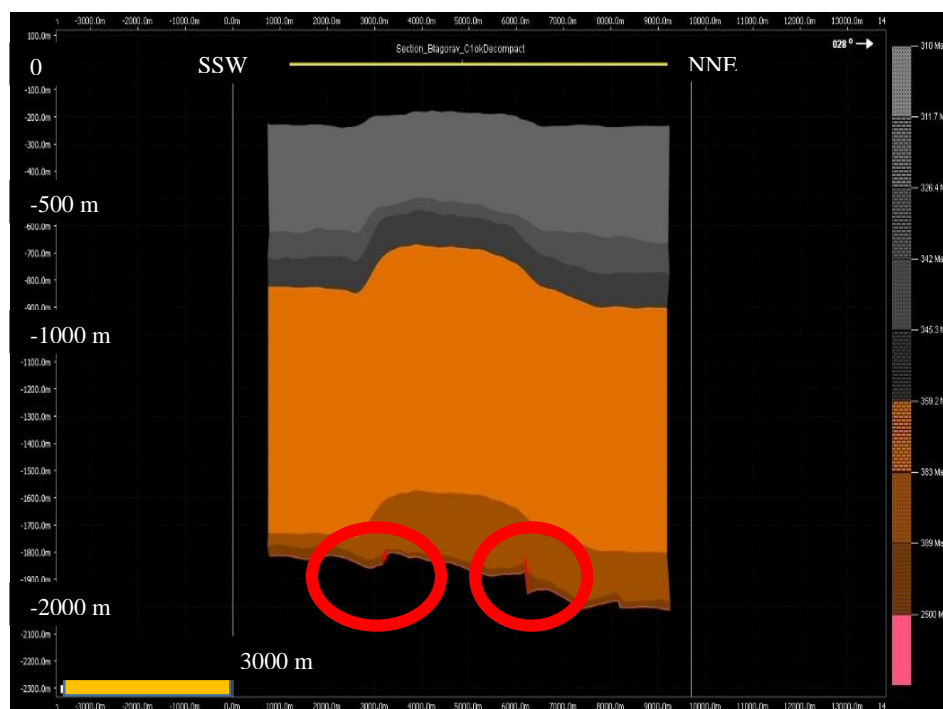


Рисунок 27. Благодаровский разрез на момент времени C1ok



Рисунок 28. Современный разрез через Благодаровское поднятие

Из результатов палеотектонического анализа, проведенного в пределах Кулешовской площади на различные отрезки геологического времени можно сделать следующие выводы:

- а) формирование палеорельефа палеозойского осадочного чехла напрямую связано со строением поверхности кристаллического фундамента;
- б) структуры, связанные с облеканием выступов кристаллического фундамента и представляющие собой весьма древние формы, начавшиеся формироваться еще в додевонское время, а также сохранившие положительный знак движения в течение всей последующей истории, представляют собой благоприятные ловушки раннего заложения и являются наиболее перспективными для поиска залежей УВ в палеозойских отложениях (Ефремовское и Благодаровское поднятия);
- в) отмечается унаследованный характер основных структурных элементов, но при этом они становятся менее рельефными, так как нивелируются накоплением терригенно-карбонатных палеозойских осадков;
- г) в формировании структур помимо тектонического фактора значительная роль принадлежит также процессам седиментации, а именно, сокращение толщин терригенных отложений девона в пределах палеоподнятий, наличие «окского

палеоплато», а также процессы рифообразования, проходившие в фаменское, турнейское и серпуховско-башкирское время.

д) На кровле бобриковского горизонта до выполнения процедуры разуплотнения наблюдаются понижения в рельефе, что может быть связано с просадкой илов вследствие сноса песчаного материала. После проведения процедуры разуплотнения видимые ранее понижения в рельефе отсутствуют. Следовательно, в области просадки илов могут находиться ловушки УВ.

е) Вдоль широтного разлома древних куполов могут находиться ловушки тектонического типа.

5 МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАУС ЭМСКО-ФРАНКСКОГО НГК

При геологоразведочных работах на нефть и газ в России в последнее время широко применяется концепция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), предложенная в конце прошлого столетия американским геологом Leslie B. Magoon.

Углеводородные (УВ) системы представляют собой совокупность активных нефтегазоматеринских пород, связанных с ними нефти и газа, а также все элементы и процессы, необходимые для формирования скоплений нефти и газа. [12, 13] Необходимыми элементами УВ систем являются материнские породы, породы-коллекторы, покрышки, перекрывающие толщи. Процессы УВ систем включают формирование ловушки, генерацию, миграцию и аккумуляцию УВ. Все необходимые элементы должны таким образом располагаться в геологическом времени и пространстве, чтобы необходимые для формирования скоплений УВ процессы могли иметь место.

Масштабы генерации и миграции углеводородов находятся в прямой зависимости от концентрации ОВ, его фациально-генетического типа, катагенетической зрелости ОВ материнских пород и мощности отложений.

Цель данного моделирования заключается в выяснении времени начала генерации и миграции УВ из НМТ эмско-франского НГК. Для этого, по литературным источникам, была собрана вся необходимая информационная база, включающая литолого-стратиграфические данные для каждого горизонта, значения Сорг для отложений эйфельского яруса и ворбьеовского, муллинского, тиманского горизонтов, значения водородного индекса, тип органического вещества, элементы углеводородной системы (табл. 2).

Таблица 2

Исходные данные для моделирования ГАУС

Ярус	Горизонты	Кровля, м	Под ошва, м	Мощность, м	Время начала осадко- накопления, млн. лет	Время конца осадкона- копления, млн. лет	Литология	Сорг, %	НН, мг УВ/г	Тип органического вещества	Элемент ГАУС
Франковский	Саргаевский+ Доманиковский+ Воронежский	2930	3220	290	379	374.5	Limestone	-/-	-/-	-/-	-/-
	Тиманский	3220	3250	30	382	379	Shale	2	100	Сапропелевый	Нефтематеринская толща
	Пашийский	3250	3300	50	385.3	382	Sandstone	-/-	-/-	-/-	-/-
Живетский	Муллинский	3300	3320	20	387	385.3	Shale	0.35	40	Гумусо - сапропелевый	
	Ардатовский	3320	3380	60	389	387	Sandstone	-/-	-/-	-/-	Флюидоупор
	Воробьёвский	3480	3410	30	391.8	389	Sandstone	2.3	100	Гумусо - сапропелевый	Коллектор
Эйфельский		3410	3460	50	397.5	391.8	Limestone	3%	380	Сапропелевый	Нефтематеринская толща

Также были заданы граничные условия, такие как палеоглубина моделируемого бассейна, тепловой поток и температура на поверхности дна палеобассейна.

Для определения теплового потока были использованы сведения, представленные в работе Яковлева В. Н. [10] С учётом этих данных рассчитывалась модель с постоянным тепловым потоком равным 50 мВт/м².

Палеоглубины бассейна были взяты по результатам палинспастической реконструкции, проведенной в данной работе. (табл. 1)

Оценка палеотемператур на поверхности дна изучаемых палеобассейнов выполнялась автоматически в применяемом программном обеспечении с учетом современного географического положения бассейна и его палеоглубин.

Скважинные данные по значениям давления и температуры, а также значения отражательной способности витринита, применялись для калибровки модели.

По результатам построения, миграция УВ из ейфельских и воробьевских НМТ началась в средней и ранней перми соответственно, что позже времени формирования тектонических ловушек, которое отмечено окским временем. (рис. 29)

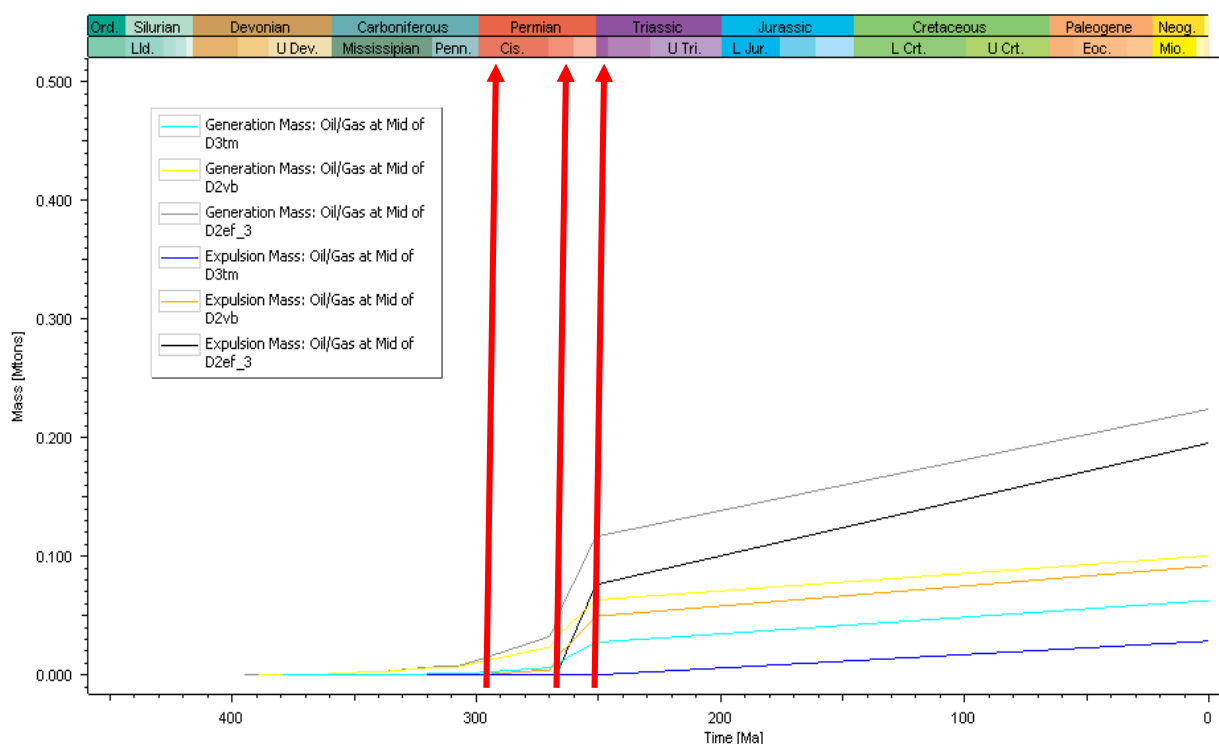


Рисунок 29. Время начала миграции УВ4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работ было изучено геологическое строение Кулешевского месторождения. Для достижения поставленной в начале данной работы цели были выполнены палинспастическая реконструкция участка работ и моделирование ГАУС. По результатам реконструкции было выявлено неоднократное инверсионное движение по разломам блоков фундамента, что вызывает интерес по поводу существования и формирования ловушек вдоль широтных разломов. С помощью построенных разрезов были выявлены структурно-дизъюнктивные ловушки, а также прослежена эволюция их формирования. Выявленные ловушки были сформированы и имели вид, близкий к современному, уже на окский момент времени.

С помощью моделирования ГАУС было выяснено время начала миграции УВ из ейфельских и воробьёвских НМТ. Так, из первой толщи миграция УВ началась в средней перми, из второй – в ранней перми.

Следовательно, породы эмско-франского НГК могут быть реальными источниками УВ для структурно-дизъюнктивных ловушек среднего девона, сформированных задолго до начала миграции УВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

- 1) Абдулмазитов Р.Д., Баймурзанбетов К.С., Викторин В.Д. и др Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России /. / Издание в 2-х томах под ред. В.Е. Гавуры – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
- 2) АО «Самаранефтегаз» URL.: <https://samng.rosneft.ru/about/Glance/> Дата обращения: 14.10.2016 г.
- 3) Ершов С.В. Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов. // Геология и геофизика, 2016, т. 57, № 8, с. 1548—1570
- 4) Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран (изд. 2-е, перераб. И доп.). Изд-во Нефть и газ, Москва, 2005 г. – 570 с.
- 5) Короновский Н.В. Изостазия // Соросовский образовательный журнал, 2001, № 11, т. 7, с. 73—78
- 6) Музыченко Н.М. Нефтегазоносные провинции и области СССР. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. – М. : Б. и., 1977г. – 80 с.
- 7) ФГБУ «ВСЕГЕИ» URL.: <http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/> Дата обращения: 10.10.2016 г.
- 8) Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтеносность Волжско-Камской антиклизы. М., «Наука», 1979, 170 с.
- 9) Шеин В. С. Геология и нефтегазоносность; М-во природ. Ресурсов и экологии Рос. Федерации, Федер. Агентство по недропользованию, Всерос. Науч.-исслед. Геол. Нефтяной ин-т (ВНИГНИ). – Изд. 2-е, перераб. И доп. – М.: ВНИГНИ, 2012г. – 844 с.
- 10) Яковлев В.Н., Шумакова Е.М., Трегуб Н.В. Сейсмическая активность и геодинамика Самарской области // Общие проблемы экологии, 2014, №: 1-1, т.16, с 27-34
- 11) Allen Philip A. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment / A. Allen Philip, J.R. Allen. – 3rd Edition. – Wiley-Blackwell, 2013. – 642 p.
- 12) Magoon L.B. Dow W.G. The petroleum System – from source to trap: AAPG Memoir 60, 1994. 644 p.;
- 13) Peters K. E. ed. Basin and Petroleum system modeling: AAPG Getting Started. Series 16, AAPG/Datapages. 2009)
- 14) Steckler M.S., Watts A.B. Subsidence of the Atlantic-type continental margins off New York // Earth Planet. Sci. Lett., 1978, v. 41, p. 1—13.

Фондовая литература

15) Отчеты отдела управления повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий АО «РН-Самаранефтегаз».

16) Черепенко В.А. Геологический отчет о результатах структурного и поискового бурения на Кулешовской, Благодаровской и Корнеевской площадях 1955-1958 гг. Трест «Куйбышевнефтеразведка» Куйбышев. Отдел фондов трест Куйбышевнефтеразведка, № 2594.